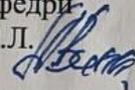


Міністерство освіти і науки України
Національний університет Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Спеціальність 103 Науки про Землю

До захисту
завідувач кафедри
Винников Ю.Л.



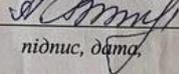
КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Прогнозування перспективності середньокам'яновугільних відкладів
Північного Донбасу
Пояснювальна записка

Керівник

Вольченкова А.В

посада, наук. ступінь, ПІБ


підпис, дата

Виконавець роботи

Майдан М.О

група 401 НЗ



підпис, дата

Консультант за 1 розділом

Старший викладач Вольченкова А.В

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

Вольченкова А.В

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

Ктн. Доц. Ларцева І.І

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

ст. викладач Вовк М.О

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

Ктн. Доц. Ягольник А.М

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава 2024

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	Вольченкова А.В. ст. викл.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Спеціальна частина	Вольченкова А.В. ст. викл.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Технічна частина	Парцелюк Т.Т. ктн. доц.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Економічна частина	Робак М.О. ст. викл.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Охорона праці	Мальчик І.М. ктн. доц.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	27.05–31.05
2	Спеціальна частина	01.06–06.06
3	Технічна частина	07.06–10.06
4	Економічна частина	10.06–12.06
5	Охорона праці	13.06–16.06
6	Попередні захисти робіт	17.06–23.06
7	Захист бакалаврської роботи	24.06–28.06

Студент

[Signature]
(підпис)

Майдан М.О
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)
(підпис)

[Signature] Вольченкова А.В.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	10
1.1 Географо–економічні умови Північного Донбасу	10
1.2 Геолого–геофізична вивченість Північного Донбасу	14
1.3 Геологічна будова Північного Донбасу	16
1.3.1 Стратиграфія Північного Донбасу	16
1.3.2 Тектоніка Північного Донбасу	18
1.3.3 Нафтогазоносність Північного Донбасу	21
1.3.4 Гідрогеологічна характеристика Північного Донбасу	23
1.4 Висновки до розділу 1	24
РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	25
2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт	25
2.1.1 Обґрунтування постановки робіт	25
2.1.2 Система розміщення свердловин	27
2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження	30
2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів	38
2.1.5 Лабораторні дослідження	40
2.1.6 Оцінка перспективності площі	42
2.2 Підрахунок запасів	48
2.3 Висновки до розділу 2	50
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	52
3.1 Гірничо–геологічні умови буріння	52
3.2 Обґрунтування конструкції свердловини	53
3.3 Режими буріння	54
3.4 Характеристика бурових розчинів	57
3.5 Охорона надр та навколишнього середовища	63
3.6 Висновки до розділу 3	64

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	66
4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт	66
4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт	69
4.3 Висновки до розділу 4	71
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ	72
5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт	72
5.2 Розробка заходів з охорони праці	73
5.2.1 Заходи з техніки безпеки	73
5.2.2 Заходи з виробничої санітарії	75
5.3 5.2.3 Пожежна безпека	76
5.4 Висновки до розділу 5	77
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ	78
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	79
ДОДАТОК А: Геолого-технічний наряд на свердловину №1	
ДОДАТОК Б: Оглядова карта району робіт	
ДОДАТОК В: «Геолого-геофізичний профіль заданої площі через свердловини»	
ДОДАТОК Г: «Геолого-геофізичний профіль заданої площі через свердловини 101-100 (проектний)»	
ДОДАТОК Д: Структурна карта по горизонту відбиття Vb^1_2	
ДОДАТОК Ж: Структурна карта по горизонту відбиття Vb^2_2	

АНОТАЦІЯ

Майдан М.О. Прогнозування перспективності середньокам'яновугільних відкладів Північного Донбасу. Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2024.

79 стор., 4 рис., 15 табл та 6 дод. Роботу присвячено визначенню перспективності середньокам'яновугільних відкладів Північного Донбасу.

Робота присвячена: прогнозуванню перспективності середньокам'яновугільних відкладів Північного Донбасу

Основні завдання:

- Оцінка середньокам'яновугільних відкладів родовища.
- Аналіз геолого-геофізичної характеристики розрізу.
- Оцінювання перспективності середньокам'яновугільних відкладів Північного Донбасу

У геологічній частині проаналізовано геологічну будову Миколаївської площі. Наведено дані про геологічний розріз площі, стратиграфію, тектоніку, нафтогазоносність та гідрогеологічна характеристика.

У спеціальній частині обґрунтовано постановку робіт, систему розміщення свердловин, описано геофізичні та лабораторні дослідження і наведена оцінка перспективності площі з підрахунком запасів.

У технічній частині описана конструкція свердловини, охарактеризовані режими буріння, наведено характеристику бурових розчинів.

У економічній частині підраховано основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт та вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт на Миколаївській площі.

У розділі з охорони праці наведені основні вимоги до безпеки на буровій.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: РОДОВИЩЕ, ПОШУК, РОЗВІДКА, ЗАПАСИ, ВУГЛЕВОДНІ, КЕРН.

ABSTRACTS.

Maidan M.O. Forecasting the prospects of the Middle Carboniferous deposits of Northern Donbass.

Bachelor's qualifying work in specialty 103 "Earth Sciences". Yury Kondratyuk Poltava Polytechnic National University, Poltava, 2024.

The qualification work consists of 81 pages, 4 figures and 15 tables. The work is devoted to determining the prospects of the Middle Carboniferous deposits of the Northern Donbas.

In the geological part, the geological structure of Mykolayivska Square is analyzed. Data on the geological section of the area, stratigraphy, tectonics, oil and gas capacity and hydrogeological characteristics are given.

In the special part, the construction of the works, the well placement system, the geophysical and laboratory studies are described, and the assessment of the prospects of the area with the calculation of reserves is given.

The technical part describes the design of the well, characterizes the drilling modes, and gives the characteristics of the drilling fluids.

In the economic part, the main technical and economic indicators of geological exploration works and the cost and geological and economic efficiency of project works on Mykolayivska Square are calculated.

In the section on labor protection, the main requirements for safety on the drilling site are given.

KEY WORDS: DEPOSIT, SEARCH, EXPLORATION, RESERVES, OIL, PROSPECTIVENESS, NORTHERN DONBAS.

ВСТУП

Актуальність дослідження: проведення пошуково-розвідувального буріння в межах Миколаївської структури з метою вивчення геологічної будови, оцінки відповідності сейсмічних і структурних побудов фактичним даним буріння, встановлення нафтогазоносності регіонально продуктивних горизонтів нижнього карбону та порід кристалічного фундаменту.

Мета: прогнозування перспективності середньокам'яновугільних відкладів Північного Донбасу у межах Миколаївської площі.

Основні завдання:

- Оцінка середньокам'яновугільних відкладів родовища.
- Аналіз геолого-геофізичної характеристики розрізу.
- Оцінювання перспективності середньокам'яновугільних відкладів Північного Донбасу

Об'єкт дослідження: процес формування перспективних відкладів середньокам'яновугільних відкладів Північного Донбасу

Предмет дослідження: оцінка перспективні відклади середньокам'яновугільних відкладів Північного Донбасу.

Геологічна будова Миколаївської площі характеризується складністю. На її території виявлені численні перспективні горизонти середнього карбону та порід кристалічного фундаменту. Колекторські властивості продуктивних горизонтів сприятливі для накопичення та видобутку нафти та газу.

Проект розміщення свердловин на Миколаївській структурі дозволить максимально охопити перспективні горизонти

РОЗДІЛ І.ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географо–економічні умови Північного Донбасу

Донбас розташований на сході України і адміністративно охоплює частини Донецької та Луганської областей, що лежать у межах Донецького вугільного басейну. Однак через відсутність чіткого визначення меж Донбасу, до його складу часто зараховують усі території Донецької та Луганської областей. Таким чином, площа Донбасу складає близько 53,2 тис. км², що становить 8,8 % території України. Північний Донбас включає в себе Луганську область. Область розташована на південному сході України в межах Донецького кряжу, Приазовської височини та частково Придніпровської низовини. Вона межує із Запорізькою та Дніпропетровською областями на заході, Харківською областю на північному заході, Луганською областю на північному сході та сході. З півдня область омивається Азовським морем.

Миколаївська площа, розташована на території Станично-Луганського району Луганської області України, відзначається своєю унікальністю у безлічі аспектів. Знаходячись на відстані 20 кілометрів на північний схід від Луганська, ця площа виступає як центр життєвої активності для найближчих міст та сіл, таких як Луганськ, Станично-Луганське, Щастя. Шосейні дороги сполучають ці населені пункти, а ґрунтові дороги забезпечують зв'язок із сілами Миколаївка, Новокиївка, Сизе, Болотяне.

На території знаходяться важливі ресурси, такі як вугілля, газ, конденсат та будівельні матеріали, що є основою для розвитку промисловості та будівництва. Газові родовища, такі як Вільхівське, Марківське, Кондрашівське та Кружилівське, забезпечують енергетичну безпеку регіону.

Унікальність рельєфу полягає у його горбистій рівнині з розвиненою системою ярів і балок, а крутизна схилів може сягати 20-25°. Відмітки рельєфу коливаються від +40 м у долинах рік до +185 м на водорозділах, створюючи мальовничі пейзажі.

Гідрографічна мережа представлена річкою Сіверський Донець та її притоками Деркулом і Луганчиком, а також багатьма струмками і тимчасовими водотоками. Заплави річок заболочені та часто залісені, створюючи унікальні умови для флори та фауни.

У північно-західній частині розміщене рибне господарство з великими ставками, а лісові масиви хвойних порід займають до 60% площі досліджень. Заболочені долини річок, сільськогосподарські угіддя, населені пункти та дороги утворюють різноманітний ландшафт, що робить цей регіон унікальним у своєму роді.

Клімат району помірно-континентальний, з характерною середньорічною температурою повітря $+6^{\circ}\text{C}$ та середньорічною кількістю атмосферних опадів близько 450 мм. Різке коливання температур у зимовий період, а також велика кількість атмосферних опадів влітку-осінній період, надають регіону своєрідний кліматичний характер, що впливає на різноманітність та унікальність природного середовища.

В орографічному відношенні територія являє собою горбисту рівнину з розвиненою системою ярів і балок - крутизна схилів яких сягає $20-25^{\circ}$. Абсолютні відмітки рельєфу змінюються від $+40$ м у долинах рік до $+185$ м на водорозділах. Гідрографічна мережа представлена річкою Сіверський Донець (в заплаві якої знаходиться велика частина території площі), та багатьма струмками і тимчасовими водотоками у тальвегах балок. Заплава річки заболочена, часто залісена, її долина іноді сягає ширини $0,5-1,0$ км. Балки покриті густим чагарником, рідше листяними деревами.

На півдні та на заході ділянки розташовані великі водоймища. Велика частина площі досліджень зайнята лісовими масивами хвойних порід. Біля 20% ділянки припадає на заболочену долину річки, решта – це сільськогосподарські угіддя, населені пункти, дороги, лісосмуги.

Клімат району помірно-континентальний з середньорічною температурою повітря $+6^{\circ}\text{C}$. Середньорічна кількість атмосферних опадів близько 450 мм, максимум яких припадає на літньо-осінній час. Для зимового періоду характерне

різке коливання температур, часті відлиги. Сніговий покрив тримається 45-115 днів, максимальна глибина промерзання ґрунту – 1,2 м.

Економіка Луганської області вплетена у мережу Донецького економічного району, що розташований на сході України. Західна межа області сусідить з Північно-східним економічним районом, тоді як південний захід з'єднаний з Донецькою областю. Також область межує з економічними районами Росії, включаючи Центральнорозземний на півночі та Північно-Кавказький на сході.

Луганська область володіє значним економічним потенціалом та входить до п'ятірки найміцніших промислово-економічних регіонів України. Внесок області у загальноукраїнський обсяг валової доданої вартості становить 4,5%. Територія області нараховує близько 4,6% основних фондів України та 5% трудових ресурсів.

Промисловість відіграє важливу роль у економіці області, займаючи близько 75% у валовому суспільному продукті. Провідна галузь в регіоні — переробна промисловість, представлена підприємствами, які займаються видобутком кам'яного вугілля, виробництвом коксу та нафтопродуктів, будівельними матеріалами, машинобудуванням, хімічною, нафтохімічною, харчовою, лісовою та легкою промисловістю. У виробництві підприємств переробного комплексу припадає 71,6%.

Луганська область визначається як провідний регіон України у багатьох промислових галузях, зокрема у видобутку кам'яного вугілля, первинній обробці нафти, виробництві нафтопродуктів, азотних добрив, кальцинованої соди, синтетичних смол та пластмас, скла.

На території регіону сформувалися три великі промислові зони:

1. Луганський — спеціалізується на машинобудуванні, металообробці та легкій промисловості.
2. Алчевсько-стахановський — основні галузі: видобуток вугілля, машинобудування та металургія.
3. Сєверодонецько-лисичансько-рубіжанський — спеціалізується на виробництві хімічної та нафтохімічної продукції.

Таким чином, Миколаївська площа Луганської області відзначається своєю різноманітністю та унікальністю у багатьох аспектах, створюючи особливий інтерес для наукових досліджень та екологічного туризму.



Рис.1.1 – Оглядова карта району робіт

1.2. Геолого–геофізична вивченість Північного Донбасу

Дослідження геологічних умов на північних межах Донбасу мають довгу історію, що сягає минулого століття. Уже тоді була складена перша геологічна карта цієї області. Донбас розташований на сході України та адміністративно охоплює частини Донецької та Луганської областей, які входять до Донецького вугільного басейну.

Однак через неможливість чітко визначити кордони Донбасу до нього часто входять усі території Донецької та Луганської областей. Таким чином, його площа становить близько 53,2 тис. км² — тобто 8,8% площі України.

Хоча Павлоградський район (Дніпровська область) також входить до Донецького вугільного басейну, він не відноситься до Донбасу. У 1938-1939 роках В. Вебер провів перші наукові дослідження щодо нафтогазоносності регіону та надав йому високу оцінку щодо його потенціалу.

До середини 1940-х років геологічні дослідження були переважно рекогносцировочного характеру, що дозволило отримати загальні відомості про будову території та виявити ключові розривні порушення.

У наступні роки було проведено структурно-пошукові буріння, що призвели до відкриття важливих породних шарів та нафтових родовищ.

Протягом наступних десятиліть продовжувалися інтенсивні дослідження, включаючи буріння свердловин, сейсмозв'язку та аналіз геологічних особливостей регіону.

У підсумку, завдяки цим роботам були виявлені нові родовища вуглеводнів та здійснено значний крок у розвитку геологічної науки та промисловості в цьому регіоні.

На рисунку 1.2-1.3 зображено геолого-геофізичний профіль заданої площі через свердловини 100-1-8В-55В-5В-1В-3В та 101-100 (проектний), авторами якої є А.А. Лагутін, Й.М.Засядчук, Г.Є.Святенко.

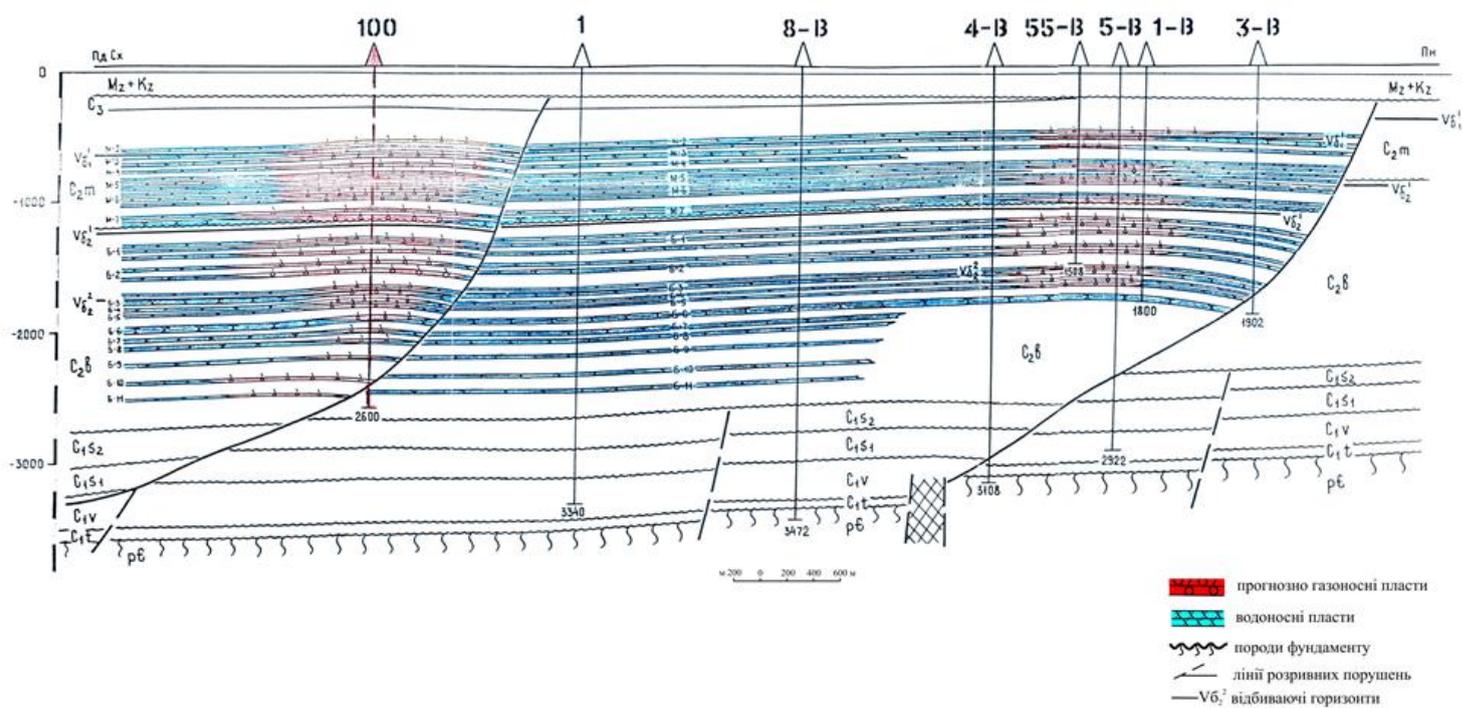


Рисунок 1.2 – Геолого-геофізичний профіль заданої площі через свердловини»

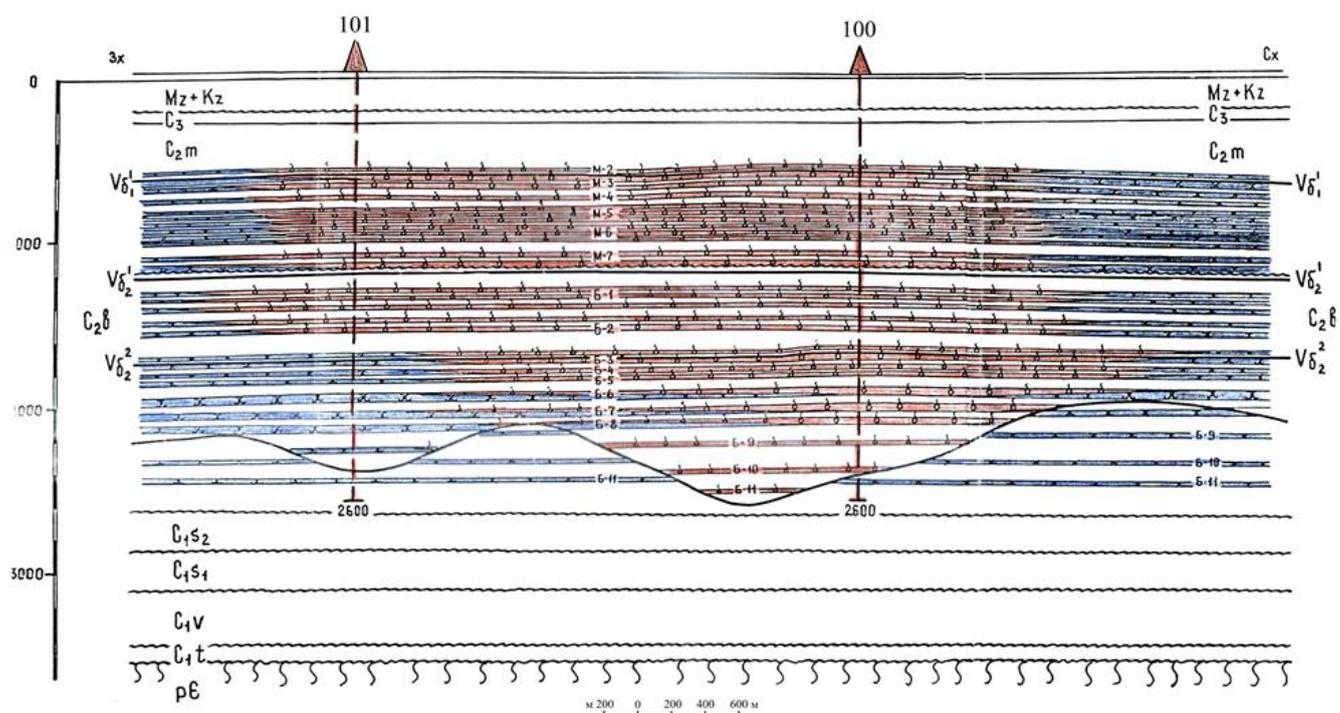


Рисунок 1.3 – Геолого-геофізичний профіль заданої площі через свердловини 101-100 (проектний)

1.3. Геологічна будова Північного Донбасу

1.3.1. Стратиграфія Північного Донбасу

Миколаївська площа знаходиться у місці злиття Воронежської антеклізи та Донецького басейну, на північних краях Донбасу. У цьому регіоні ми спостерігаємо різноманітні осадові відклади, які включають в себе відклади кам'яновугільного, крейдяного, неогенового та четвертинного періодів, загальна товщина яких становить 3600-3900 метрів. Під цими відкладами ми можемо виявити породи кристалічного фундаменту, які були розкриті свердловинами 4, 6, 8 на Вільхівському родовищі та свердловиною 1 на Харківській. Ці породи включають гранітно-діоритовий комплекс та мають значну товщину вивітрювання, що досягає 30-50 метрів в межах Вільхівського ГР.

Палеозойська ератема (PZ)

На даній території невелика кількість відкладів представлена породами палеозойської ери, та складені осадовими породами кам'яновугільної і пермської систем.

Кам'яновугільна система (C)

Нижньокам'яновугільні відклади представлені в складі турнейського, візейського та серпуховського ярусів. Осади цієї частини розрізу накопичувались, переважно, в умовах карбонатної седиментації. Шари вапняків складають більшу частину турнейського ярусу, де вони чергуються з прошарками аргілітів і тонких пісковиків; загальна товщина - 70-90 м.

Нижній відділ (C₁)

Відділ представлений двома ярусами серпухівським і візейським.

Візейський ярус, нижньовізейський під'ярус (C₁v₁)

Візейський ярус складений теригенно-карбонатною товщею, що сягає 360 м. Породи нижньовізейського під'ярусу розкриті свердловиною 1-Миколаївською.

Серпуховський ярус ($C_1 s$)

Серпуховський ярус залягає в складі нижнього і верхнього під'ярусів. Нижній, товщиною 210-260 м, це переважно, аргілітова товща з прошарками дрібнозернистих пісковиків. В підшві верхнього під'ярусу, що залягає на відкладах $C_1 s_1$ неузгоджено, виділяється товща ангідритів (біля 40 м), вище залягають вапняки з прошарками аргілітів. Загальна товщина під'ярусу складає 210-250 м.

Для кореляції середньокам'яновугільних відкладів використаний розріз свердловини 8 Вільхівська.

Башкирський ярус ($C_2 b$)

Башкирські відклади в обсязі свит C_1^5 ; C_2^1 ; C_2^2 ; C_2^3 і C_2^4 та низів C_2^5 в нижній частині ярусу представлені морськими осадками - перешаруванням вапняків, аргілітів, алевролітів і дрібнозернистих пісковиків. Вище в розрізі значно збільшується кількість теригенних порід і верхньобашкирський під'ярус складається з ритмічного перешарування потужних алювіальних пісковиків (горизонти Б-1 - Б-6), аргілітів та алевролітів з прошарками вапняків та вугілля.

Розкрита товщина ярусу складає 1363 м.

Московський ярус

Московський ярус залягає на породах башкиру з розмивом в складі свит C_2^5 ; C_2^6 ; C_2^7 та низів C_3^1 ; ця товща являє собою перешарування вапняків, аргілітів, алевролітів, пісковиків і прошарків кам'яного вугілля; тобто її склад подібний до верхньобашкирського.

Загальна товщина ярусу 897 м.

Залишки від розмиву верхнього відділу карбону на площі мають товщини 37м і представлені в основному аргілітами, алевролітами і вапняками.

Мезокайнозойський комплекс

З великим стратиграфічним та деяким кутовим неузгодженням на кам'яновугільних відкладах залягає мезокайнозойський комплекс до складу якого входять утворення крейдяної, неогенової та четвертинної систем.

Крейдяні, неогенові та четвертинні відклади складені писальною крейдою з прошарками мергелів, перешаруванням пісковиків, глин, мергелів і суглинків загальною товщиною 303м.

Далі у таб.1.1 наведені дані про фактичне та проектне стратиграфічне розчленування.

Таблиця 1.1 – «Проектне стратиграфічне розчленування»

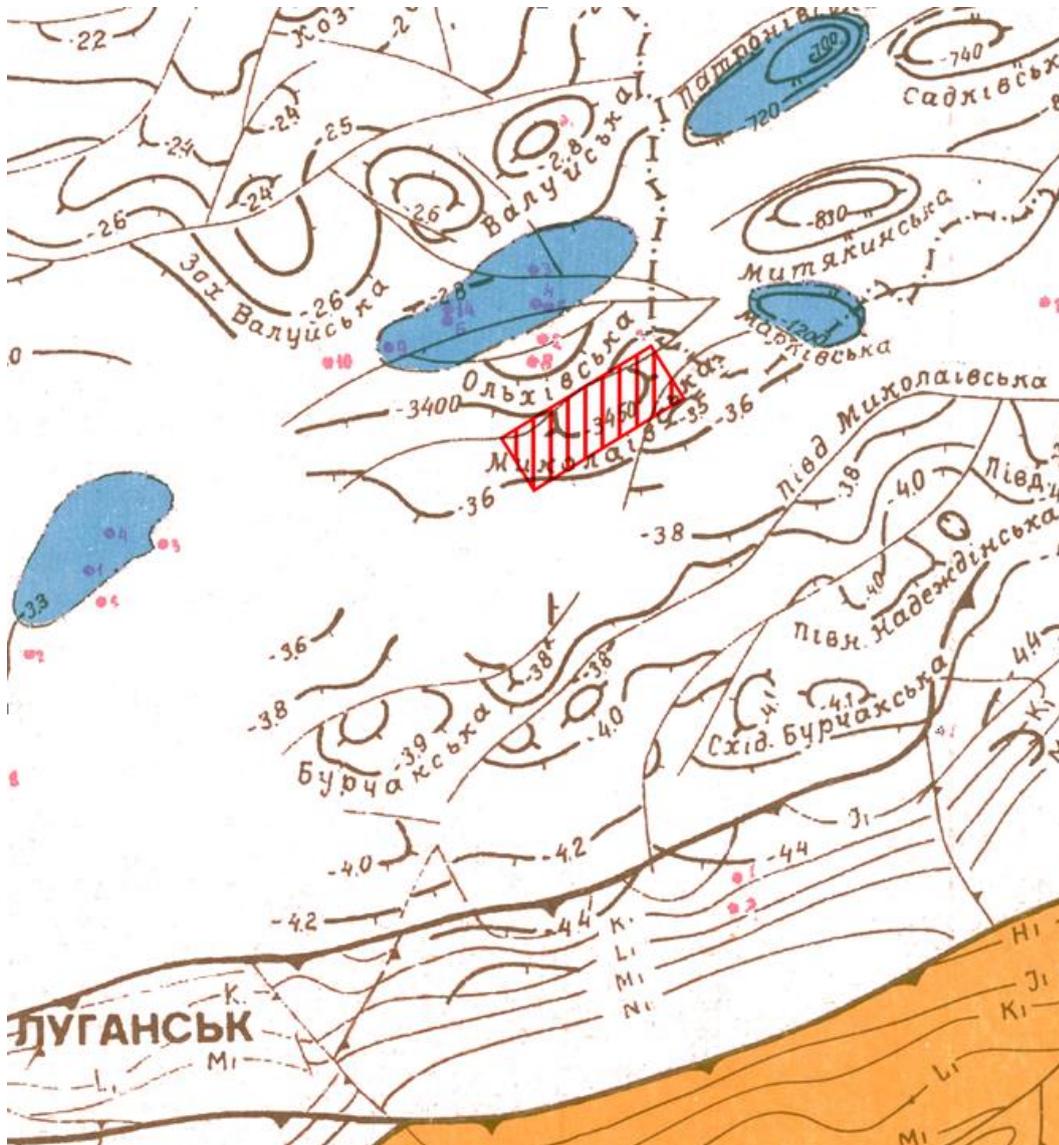
Свердловина	100 Миколаївська	
	проект	
Альтитуда		
Стратиграфія	підосва, м	
Q+N	50	
K	240	
C ₃ (C ₃ ¹)	310	
C _{2m} (C ₃ ¹)	465	
(C ₂ ⁷)	725	
(C ₂ ⁶)	950	
C _{2b} (C ₂ ⁵)	1200	
(C ₂ ⁵)	1280	
(C ₂ ⁴)	1610	
(C ₂ ³)	2105	
(C ₂ ²)	2340	
(C ₂ ¹)	2430	
(C ₁ ⁵)	2690	
Вибій		

1.3.2. Тектоніка Північного Донбасу

У тектонічному плані Миколаївська структура розташована в північній бортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, знаходячись в перехідній зоні між складчастою спорудою Донецького басейну та кристалічним масивом Воронежської антеклізи. В цілому, занурення порід фундаменту та осадового покриву в південно-західному напрямку ускладнюється рядом піднять штампового типу, які є характерними для нижнього карбону і спадкуються від блокових утворень фундаменту, а також залишків розломних складок у середньому карбоні.

На рис.1.4 зображена Миколаївська площа на карті.

Рисунок 1.4 – Викопіювано з структурно-тектонічної карти ДДЗ (за редакцією Є.С.Дворянин, 1996)



Товщина осадового покриву в області Миколаївської структури становить 3-3,5 км і збільшується в регіональному масштабі відповідно до напрямку падіння порід. Можна спостерігати успадкованість розривної тектоніки фундаменту в породах покриву з поступовим послабленням розломів у напрямку від нижнього до верхнього розрізу; вище передкрейдяного розмиву диз'юнктивність відсутня.

На підставі аналізу інтенсивності проявів плікативної і розривної тектоніки можна виділити чотири структурно-тектонічні рівні.

Найдавніший - докембрійський, відрізняється складною будовою і складається з сильно метаморфізованих порід фундаменту, зім'ятими у складки та розбитими розломами на численні блоки.

Другий включає комплекс відкладів турнейського, візейського і серпуховського ярусів нижнього карбону. Його відклади також досить інтенсивно роздроблені на відносно невеликі блоки. Основний напрямок розломів - південно-східний, амплітуди розривів варіюють від 20 до 180 м.

Третій структурний рівень включає утворення башкирського та московського ярусів середнього карбону, а також залишки від розмиву свити Сз1 верхнього розрізу кам'яновугільної системи. Тут спостерігається суттєве зменшення ролі розривних порушень; головними диз'юнктивами в області є відгалуження Краснорецького скиду - основного тектонічного розлому, що контролює будову багатьох структур на рівні середнього карбону.

Четвертий - наймолодший структурно-тектонічний рівень, складений породами крейдяної, палеогенової, неогенової та четвертинної систем. Його особливістю є повна відсутність проявів розривної тектоніки і дуже слабка плікативна дислокація.

У регіональному структурному плані Миколаївська структура знаходиться в межах добре вираженого середньокам'яновугільного комплексу порід Євгенівсько-Кружилівського тектонічного валу, який простягається вздовж Краснорецького скиду. кулісоподібно зчленовуються, утворюючи специфічну зону Північного Донбасу, яка простежується більш ніж на 200 км. Північна гілка скиду є основним елементом цієї системи, в її лежачому крилі знаходиться Вільхівська структура, амплітуди зміщення порід сягають 150 і більше метрів. Південна гілка має значно меншу амплітуду - до 40-50 м. Розвиток диз'юнктиву мав багатостадійний характер, скидові рухи неодноразово відновлювались; по мірі накопичення відкладів кути падіння Краснорецького скиду крутішали - якщо на рівні турнейського ярусу вони складають не більше 15°, то у верхах московського - вони сягають 75-80°.

З розвитком розломів типу Краснорецького генетично пов'язане формування та конседиментаційний ріст так званих складок "зворотного волочіння". Північне

коротке та круте крило цих складок утворюється при зсуві осадових мас за площинами розлому, які випрямляються з глибиною. Південне крило формується як флексура над розломом фундаменту, на яку вплинув регіональний нахил порід до центру Донбасу. Кут падіння цього крила менший, ніж у північного, і воно набагато ширше. Підняття відносяться до брахіантикліналей, які часто мають дво-трьохсклепінну будову, що свідчить про складний характер контролюючого розлому не лише у розрізі, а й у плані.

До цього типу брахіантикліналей відносяться різні структури від Євгенівської та Варварівської на заході до Вільхівської та Кружилівської на сході (в межах України).

Основною особливістю складок "зворотного волочіння" є помітне зміщення структурних планів з глибиною, узгоджене зі зміною трасування розлому Краснорецького. Це, як правило, відбувається у південному, південно-західному або південно-східному напрямку (униз по розрізу). Така будова осадового покриву середньокам'яновугільних відкладів унеможлиблює відкриття московських та нижньобашкирських порід в оптимальних умовах однією свердловиною, не кажучи вже про серпуховські.

Миколаївське підняття та Марківське газове родовище знаходяться в одній структурній лінії, яку сформував розвиток однієї гілки Краснорецького скиду. На Марківці цей розлом помічений у свердловині 15 на глибині 1470 м з амплітудою 70 м і в свердловині 5.

1.3.3. Нафтогазоносність Північного Донбасу

В нафтогазоносному відношенні досліджувана територія, у тому числі Миколаївська площа належить до регіонально-продуктивної зони Краснорецького скиду; поверх продуктивності охоплює московські і башкирські яруси. Згідно з проектом, Миколаївська структура контролюється південною гілкою Краснорецького скиду як гравітаційна складка зворотного волочіння, сформована в його лежачому крилі. Поклади очікуються пластовими, склепінними, частково тектонічно екранованими, приуроченими до теригенної

товщі; колектори представлені пісковиками, іноді алевролітами, відмічається невитриманість пластів по площі. Покришками є слабопроникні пачки аргілітів.

Оскільки передбачалась наявність складок зворотного волочіння, особливістю яких є суттєве зміщення структурних планів з глибиною узгоджено зі зміною трасування скиду, в даному випадку - у південному напрямку, то така будова осадової товщі не дозволяє розкривати в оптимальних умовах однією свердловиною горизонти московського та нижньобашкирського ярусів, не говорячи вже про серпуховські та візейські. Позитивні структури штампового типу, що розвинені в відкладах нижнього карбону слабо вивчені буровими роботами, але на суміжному з Вільхівським Патронівському родовищі, що розташоване в Ростовській області, з їхніх колекторів отримані промислові припливи вуглеводнів. Потенційно цікавий об'єкт на середньокам'яновугільному рівні в зоні дослідження знаходиться у зв'язку з усім вищезазначеним досить далеко на південь і повинен бути самостійним об'єктом пошуку - також як і Південно-Вільхівська структура, що прилягає до району Миколаївської площі з півночі. Це підняття, виділене по відбиваючим горизонтам серпуховських відкладів, не опошукване; свердловина 8 Вільхівська, що пробурена тут, опинилась у неоптимальних умовах і попала у водоносну частину. Середньокам'яновугільний поверх газоносності на Миколаївській площі, згідно проекту, може вміщувати до 26 можливих продуктивних горизонтів - від М-2 до Б-11.

Північний вугленосний район розташований на південному схилі Воронезького кристалічного масиву. Займає площу більше 5150 тис. км² у північній частині Луганської області. Простягається з північного заходу на південний схід.

Промислова вугленосність Північного Донбасу приурочена до світ $C_2^3 - C_2^7$ середнього карбону. У товщі цих світ залягає близько 55 вугільних пластів та прошарків, 14 з яких сягають потужності більше 0,8 м. Серед основних пластів, що представляють інтерес, виділяють: h^8 , k^2 Н, l^7 , m^3 .

Деякі з вказаних пластів поширені на більшості площі Північного Донбасу, інші мають локальне розповсюдження на площі. Пласт k^2 Н залягає на всій

площі, що досліджується. Вивчення показників якості цього пласта надало можливість дослідити регіональний характер їх змін та виявити латеральні закономірності.

Пласти мають як складну, так і просту будову. Товщина породних прошарків, що розділяють вугільні пачки, варіюється в межах 0,02–0,3 м, іноді досягаючи 0,95 м. Прошарки переважно складаються з аргіліту, рідше з аргіліту вуглистого, який частіше залягає у покрівлі та подошві пласта. За товщиною пласти відносяться до тонких та середніх.

Окрім пластів, які мають промислове значення, у стратиграфічному розрізі області знаходиться значна кількість неробочих вугільних пластів та прошарків. Деякі з них досягають товщини 0,60 м і більше на невеликих площах.

Найбільше промислове значення мають пласти h^8 та k^2 , які характеризуються відносно стабільною товщиною та широким розповсюдженням.

Відносно стабільний тектонічний режим північної частини території, зумовлений близьким розташуванням склепіння Воронежської антеклізи, та більш мобільний режим (велика швидкість прогинання) на півдні території сприяли простій будові та великій товщині пластів h^8 , k^2 на півночі, тоді як на півдні спостерігається їх ускладнення та розщеплення.

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика Північного Донбасу

Північний Донбас в гідрогеологічному контексті, розташований на північному схилі Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну в зоні злиття бортової частини ДДЗ зі складчастим Донбасом. Викладений опис базується на дослідженнях, проведених на добре вивчених сусідніх площах та родовищах.

У розрізі виділяються водоносні комплекси мезокайнозою, верхнього, середнього та нижнього карбону, а також кристалічного фундаменту. Водоносні горизонти, які залягають серед порід четвертинної, неогенової та крейдяної систем, створюють верхній гідрогеологічний поверх, характеризуючись інфільтраційним режимом з активним водообміном. Пористість та мінералізація варіюються відповідно до типу геологічних утворень.

Верхньокам'яновугільний водоносний комплекс містить солоні води та розсоли хлоридного кальцієвого типу з мінералізацією до 45 г/л. Глини та аргіліти верхнього карбону та верхньої частини московського ярусу виступають як флюїдоупорна пачка, розділяючи зону уповільненого водообміну від верхнього гідрогеологічного поверху.

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс містить розсоли хлоридно-кальцієвого типу з мінералізацією 70-160 г/л, з невеликими припливами води. Нижньокам'яновугільні водоносні горизонти включають тріщинуваті вапняки і пісковики серпуховського, візейського і турнейського ярусів.

Гідродинамічний зв'язок між верхнім і нижнім гідрогеологічними поверхнями відзначається у межах дослідженої території, з урахуванням явищ поверхневої загазованості метаном. Тому збереження покладів вуглеводнів вимагає уважної охорони цих ресурсів від забруднення.

Води кристалічного фундаменту характеризуються хлоридно-кальцієвим складом з мінералізацією, що коливається відповідно до конкретного дослідженого родовища

1.4 Висновки до розділу 1

1. Миколаївська площа, розташована на території Станично-Луганського району Луганської області України

2. На території знаходяться важливі ресурси, такі як вугілля, газ, конденсат та будівельні матеріали, що є основою для розвитку промисловості та будівництва.

3. У цьому регіоні є різноманітні осадові відклади, які включають в себе відклади кам'яновугільного, крейдяного, неогенового та четвертинного періодів, загальна товщина яких становить 3600-3900 метрів.

4. У розрізі виділяються водоносні комплекси мезокайнозою, верхнього, середнього та нижнього карбону, а також кристалічного фундаменту. Водоносні горизонти, які залягають серед порід четвертинної, неогенової та крейдяної систем, створюють верхній гідрогеологічний поверх.

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

Вибір методики проведення геологорозвідувальних робіт залежить від прийнятої геологічної моделі території, що досліджувалася, та типів покладів вуглеводнів. Миколаївська структура у середньокам'яновугільних продуктивних відкладах (відбиваючому горизонту $V_{б1}^1$) є вузькою лінійно-витагнутою прирозломною брахіантиклінальною складкою, яка складається з двох самостійних склепінь. Згідно з "Методичними рекомендаціями" на пошуковій стадії геологорозвідувальних робіт такі невеликі структури розбурюються переважно двома незалежними пошуковими свердловинами – по одній свердловині в кожному склепінні.

На пошуковому етапі робіт на Миколаївській площі було рекомендовано буріння двох незалежних пошукових свердловин 1 та 2. Свердловини 1 і 2 – Миколаївські, які були пробурені в 1978-79 роках, знаходяться за останніми структурними побудовами за межами структури. Свердловина 100 було рекомендовано пробурити у східному склепінні структури, а свердловина 101 – у західному.

Пошукова свердловина 1 рекомендовано зробити першочерговою, з проектною глибиною 2600 м і проектним горизонтом – відклади башкирського ярусу. Проте через несприятливі поверхневі умови установа устя було перенесено на 550 м на захід. Пошукова свердловина 2 була другої черги з такою ж самою проектною глибиною та горизонтом.

Свердловина № 10 Миколаївська глибиною 2600 м рекомендовано в східній частині склепіння Миколаївського підняття для вивчення геологічної будови та газонасичення відкладів середнього карбону.

Миколаївська (східне склепіння) площа знаходиться на Східно-Європейській платформі, на південному схилі Воронізької антеклізи, в межах Старобільсько-

Міллеровської монокліналі. Вона належить до нафтогазоносного району Північного борту Дніпровсько-Донецької западини.

У 2011 році сейсморозвідувальними роботами МСГТ за 2-D технологією, виконаними ПрАТ "Геофізична компанія Надра", об'єкт Нижньо-Мінченківський (східне склепіння) був закартований і підготовлений до глибокого буріння. Дослідження охопило відклади візейського та башкирського ярусів (горизонти відбиття $Vb^{3-1} (C^2b^1)$; $Vb^3_{п} (C^2b^1/C^1s^2)$; $Vb^2 (C^1)$).

Результати геолого-геофізичних та промислово-геофізичних досліджень у 1 та 2 Миколаївських свердловинах верхньовізейських (C^1v^2) та нижньовізейських (C^1v^1) відкладів нижнього карбону свідчать про наявність колекторів у вищезазначених відкладах. Отримані також ознаки нафтогазоносності (випробування ВПТ у відкритому стволі (св.2) та випробування ВПТ у відкритому стволі і експлуатаційній колоні (св.1) – розчинений газ у воді, «сліди» газу, «сліди» та плівки нафти. За результатами геолого-геофізичного моніторингу 1 та 2 Миколаївські свердловини пробурені в оптимальних структурних умовах, але за результатами випробування в експлуатаційній колоні промислових припливів ВВ не отримано.

Результати геолого-геофізичних та промислово-геофізичних досліджень 1, 2, 3, 5 Миколаївських, 6 Північно-Миколаївської та 1 і 3 Львівських свердловинах у серпуховських (C^1s) відкладах нижнього карбону свідчать про наявність колекторів та мінливий характер їх властивостей. У продуктивному горизонті С-19 виявлено поклад нафти. За сучасних ринкових умов експлуатація нафтового покладу продуктивного горизонту С-19 економічно недоцільна. В інших свердловинах, які розкрили цей продуктивний горизонт, він виявився ущільненим, відсутнім або водонасиченим.

Результати геолого-геофізичних та промислово-геофізичних досліджень башкирських (C^2b) відкладів середнього карбону у 1, 2, 3, 4, 5 Миколаївських, Північно-Миколаївської та 1 і 3 Львівських свердловинах свідчать про наявність колекторів у зазначених відкладах. Колектори у продуктивному горизонті Б-8, Б-9, Б-10 визначені як газonosні у св.6 Північно-Миколаївська. У продуктивному горизонті Б-9 (св.6 Північно-Миколаївська.) в результаті випробування виявлено

промисловий поклад нафти. Колектори у продуктивному горизонті Б-9 визначені як газonosні у св. 3 Миколаївська та 5 Миколаївська. У продуктивному горизонті Б-10 (2 Миколаївська, 3 Миколаївська та 3 Львівська свердловини) виявлено промислові поклади нафти, а у 5 свердловині. газonosний за ГДС (на 06.2012 не випробовувався). При випробуванні продуктивного горизонту Б-11 у 5 св. отримано промисловий приплив газу. При випробуванні 3 Львівської свердловини. ВП інтервалу 1680-1734 м (гор. Б-11-13) одержано слабкий приплив газу 134 м³/добу.

З наведених даних про геологічну будову та перспективи нафтогазonosності Миколаївської площі, які докладно викладено у розділі 1.3.3, наявності ознак нафтогазonosності у візейських відкладах та враховуючи структурну та стратиграфічну приуроченість промислових припливів вуглеводнів на Миколаївській групі склепінь та інших структурах суміжних площ, визначена цільова настанова проектних робіт. Вона полягає у необхідності вивчення геологічної будови Миколаївської площі (східне склепіння) структури у відкладах середнього та нижнього карбону та розущільненої частини кристалічного фундаменту пошуково-розвідувальним бурінням з метою встановлення покладів нафти та газу, з'ясування площинного характеру їх розповсюдження та оцінки запасів виявлених покладів вуглеводнів і визначення подальшого напрямку геолого-геофізичних досліджень в межах Миколаївської та суміжних перспективних територій.

2.1.2 Система розміщення свердловин

Сучасну геологічну модель Миколаївської структури обґрунтовано на основі результатів сейсмозвідувальних робіт МСГТ за 2-D технологією - ПрАТ «Геофізична компанія надра» у відкладах візейського та башкирського ярусів (горизонти відбиття, V_b^{3-1} (C^2b^1); V_b^3 (C^2b^1/C^1s^2); V_b^2 (C^1)). у 2011 році та результатів буріння у межах Миколаївської групи склепінь у період 2007-2010 р.р. (1-7 св.).

З метою деталізації геологічної будови структури, розширення площі нафтогазonosності виявлених покладів і встановлення їх контурів, з'ясування

площинного характеру літолого-фізичних та фільтраційно-ємнісних характеристик пластів-колекторів, враховуючи прогностні розміри площі нафтогазоносності та умови місцевості, проектується буріння двох залежних розвідувальних свердловин на продуктивні горизонти які передбачається розкрити пошуковою свердловиною.

Таким чином, пошуки та розвідку виявлених покладів ВВ на Миколаївській площі (східне склепіння) структурі передбачається провести шляхом буріння однієї незалежної пошукової свердловини в склепінневій частині брахіантикліналі, та двох залежних від її результатів розвідувальних свердловин в напрямі занурення продуктивних горизонтів зберігаючи послідовне розкриття прогностного продуктивного комплексу із використанням профільної системи їх розміщення. Крок між свердловинами визначено відповідно методу “крок розвідувального буріння”, враховуючи ступінь вивченості структури бурінням, складності тектонічної будови структури - пастки, ступеню витриманості товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів та можливими розмірами покладів і складає: 575 м між 1 та 2 свердловини; 500 м між 1 і 3 свердловинами.

Незалежна пошукова свердловина №1 проектується у склепінній частині підняття по відбивальних горизонтах V_{B_2} (C_2b_1/C_1s_2) та $V_{B_{3-1}}$ (G_1). Розташування свердловини 1530 м на північ від північно-західної частини села Плотина та 50 м на північний захід від точки перетину сейсмопрофілів 5005 та 2020.

Мета буріння:

- Вивчення геологічної будови склепінної частини підняття у серпуховських та башкирських відкладах карбону.
- Встановлення нафтогазоносності продуктивних горизонтів від М-3 до М-7 та кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту.

Проектна глибина: 2450 м. Проектний горизонт C_2 .

Залежна розвідувальна свердловина №2 проектується у периклінальній частині підняття по відбивальному горизонту V_{B_2} (C_1), а також у присклепінній частині підняття по відбивальних горизонтах $V_{B_{3п}}$ (C_2b_1/C_1s_2) та $V_{B_{3-1}}$ (G_1). Розташування свердловини 2240 м на північ від північно-західної частини села

Плотина та 580 м на північний схід від точки перетину сейсмопрофілів 5005 та 2020.

Мета буріння:

– Вивчення геологічної будови північно-східної присклепінневої частини структури.

– Визначення контуру нафтогазоносності виявлених покладів продуктивних горизонтів М-3, М-4, М-5, М-6, М-7 середнього карбону, кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту.

– З'ясування площинного характеру розповсюдження їх колекторських властивостей.

Проектна глибина: 2460 м. Проектний горизонт С₂.

Реальна глибина та місцеположення свердловини можуть бути скориговані залежно від результатів буріння пошукової свердловини №1.

Залежна розвідувальна свердловина 3_проекується у периклінальній частині підняття по відбивальному горизонту V₂ (С₁) на відстані 1460 м на північний захід від північно-західної частини с. Плотина та у 460 м на південний захід від точки перетину сейсмопрофілів 5005 та 2020. Мета буріння

- вивчення геологічної будови північно-західної периклінальної частини структури, визначення контуру нафтогазоносності виявлених покладів продуктивних горизонтів від М-3 до М-7 і кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту та з'ясування площинного характеру розповсюдження їх колекторських властивостей. Проектна глибина – 2470 м. Проектний горизонт – С₂. Реальна глибина та місцеположення свердловини необхідно зкорегувати в залежності від результатів буріння свердловин №№ 1, 2.

Результати пошуково-розвідувального буріння та випробування свердловин в межах Миколаївської площі дозволять встановити продуктивність горизонтів середнього карбону, розширити контури встановленої нафтогазоносності, вивчити фізико-хімічні властивості флюїдів, фільтраційно-ємнісні характеристики пластів-колекторів, отримати попередні підрахункові параметри, здійснити геолого-економічну оцінку відкритих покладів вуглеводнів та обґрунтувати доцільність подальшого проведення геолого-розвідувальних робіт у

межах південної частини схилу Воронезької антеклізи Старобільсько-Міллеровської монокліналі та зони зчленування Воронезького кристалічного масиву та Донецької складчастої споруди. Проектні глибини пошукової та розвідувальних свердловин забезпечують розкриття та вивчення всього проектного перспективного на продуктивність розрізу.

Таблиця 2.1 - Основні дані про проектні свердловини Миколаївської площі

св	Категорія св.	Проектна		Продуктивний горизонт	Черговість буріння
		глибина, м	горизонт		
	пошукова	2450	С2	М-3, М-4, М-5, М-6, М-7 кора вивітрювання	незалежна
	розвідувальна	2460			залежна від результатів буріння св. 1
	розвідувальна	2470			залежна від результатів буріння св. 1, 2

2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження

Комплекс геофізичних, геохімічних і гідродинамічних методів досліджень, технологія проведення цих досліджень, методика обробки та геологічної інтерпретації даних повинні забезпечити ефективне вивчення геологічного розрізу пробуреної свердловини. Це включає стратифікацію розрізу, визначення літологічного складу порід, визначення колекторів у розрізі, оцінку їх властивостей і характеру насиченості, визначення параметрів пласта для підрахунку запасів нафти й газу, прогноз аномально високих пластових тисків та інші завдання. Також повинна забезпечуватись прив'язка глибини та контроль за випробуваннями свердловини, включаючи визначення інтервалів перетікання флюїдів за колоною, визначення інтервалів перфорації, визначення працюючих пластів, визначення типу флюїдів, які насичують працюючі пласти, та контроль за технічним станом свердловин та обсадних колон.

Геофізичні дослідження у свердловинах мають виконуватися згідно з галузевим стандартом ДГСТУ 41-00032626-00-024-2000 «Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах» і обов'язковим комплексом промислово-геофізичних досліджень глибоких параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин, що буряться на нафту та газ.

Комплекс геофізичних досліджень у пошукових свердловинах включає загальні дослідження у масштабі глибин 1:500 і деталізаційні дослідження у перспективній частині розрізу у масштабі глибин 1:200. Він спрямований на вирішення таких геологічних і технічних задач:

- стратиграфічне розчленування і кореляція розрізів свердловин та визначення літологічного складу й товщини пластів порід;
- виділення в розрізі свердловин колекторів і визначення характеру їх насичення;
- визначення фільтраційно-ємнісних параметрів перспективних пластів;
- вивчення швидкісних і хвильових характеристик розрізу, який досліджується;
- вивчення технічного стану свердловини та колони;
- контроль за напрямом буріння;
- контроль за перфорацією;
- оцінка результатів випробувань та освоєння.

Основні літологічні товщі розрізу, які буде розкрито проектними свердловинами на Миколаївській площі надано у таблиці 2.2

Дослідження у масштабі 1:200 методами ГТД, ПС, БКЗ, БК, ІК, ГК, НК, ГГК, АК, БМК, МК, Рез., ДС, ВПТ, ВПК, Проф., необхідно проводити у мінімальний термін після розкриття розрізу. ВПТ необхідно виконувати з викидом на устя. Після закінчення буріння свердловини та розкриття продуктивних пластів рекомендується провести комплекс промислово- геофізичних досліджень з метою оцінки якості характеру насичення пластів, результатів випробувань та освоєння – ГК (час), ІННК (час), ВТ, Вм турб., Рез. ВМ, ГГК-Щ, Щ, М.

Таблиця 2.2 – Літологічні товщі розрізу, що розкриваються проектними свердловинами

Характеристика літологічних товщ	Товщина, м
<p>Піски сірі, зеленувато-сірі, середньо- і різнозернисті, кварцові, слюдисті з прошарками пісковиків сірих, темно-сірих, з зеленуватим відтінком, бурувато-червоні глини, щільні мергеля, бурі лесовидні суглинки.</p>	50
<p>Біла пишуча крейда, з прошарками глинистих мергелів. Глини та пісковики. Глини сірі, світло-сірі, строкато кольорові, піщані, щільні, або в'язкі. Пісковики світло-сірі, сірі, дрібно- і різнозернисті.</p>	225
<p>Теригенні породи з рідкими прошарками вапняків та вугілля.</p> <p>Аргіліти, алевроліти і пісковики, які ритмічно чергуються з вапняками невеликої товщини.</p> <p>Аргіліти сірі, темно-сірі, темно-зеленувато-сірі, однорідні, або невиразно шаруваті, з обвугленими рослинними залишками. Алевроліти темно-сірі, глинисті, слюдисті. Пісковики сірі, різнозернисті до гравійних, середньосцементовані, кварцово- польовошпатові.</p> <p>Вапняки детритусово-донецелові, донецелові, мікро, дрібнозернисті, місцями перекристалізовані утворюють витримані прошарки товщиною 0,5-3 м.</p>	360

Карбонатні породи з прошарками теригенних порід. Вапняки дрібнозернисті, тріщинуваті. Пісковики темно-сірі, сірі, світло-сірі, дрібно-середньозернисті. Аргіліти темно-сірі, до чорних з відбитками обвуглених рослин. Алевроліти поліміктового складу, сірі, дрібнозернисті, місцями з вуглисто-слюдисто-глинисті.	410
Чергування аргілітів, алевролітів вапняків з прошарками пісковиків	290
Гранодіоритовий комплекс з корою вивітрювання.	

В інтервалі глибин 0-1200 м дослідження проводяться не рідше, ніж через 400-500 м, а в інтервалі глибин 1200-2450 м – не рідше, ніж через 300 м. Кожний наступний каротаж повинен перекривати не менше 50 м раніше дослідженого розрізу. В інтервалах перспективних продуктивних горизонтів дослідження у масштабі 1:200 виконуються після їх розкриття. При підвищенні газових показників у газовому каротажі до 2% необхідно припинити буріння, виконати детальний комплекс ГДРС і його первинну інтерпретацію. За результатами інтерпретації ГДРС при необхідності проводиться ВПТ.

Для підвищення ефективності сейсмозв'язки при вивченні глибинної будови площі, отримання впевненої інформації про швидкості розповсюдження сейсмічних хвиль та стратиграфічну прив'язку відбивальних і заломлюючих границь, а також для комплексування даних буріння з результатами сейсмозв'язувальних робіт МСГТ з уточненням структурної будови площі, необхідно отримати дані досліджень процесів формування та розповсюдження коливань у реальному геологічному середовищі.

Такі дані одержуються за результатами вивчення матеріалів сейсмокаротажу та ВСП. Поставлені перед свердловинами задачі, геологічні умови, конструкція свердловин та технологія буріння визначили обсяг геофізичних і геохімічних

досліджень у проектних свердловинах Миколаївської площі, який наведено у таблиці 2.3.

З урахуванням визначених інтервалів і масштабів та термінів їх дослідження, які передбачені (Таблиця 2.3), проведення ГДРС пристосовується до технологічних зупинок при бурінні, які пов'язані із підготовкою до заміни ПР та спуску колони із визначенням положення вибою свердловини, необхідністю випробування у процесі буріння та вирішення інших геологічних і технологічних питань.

Таблиця 2.3 – Проектний обсяг промислово-геофізичних досліджень у свердловинах Миколаївської площі

Види досліджень	Інтервал досліджень, м	Масштаб запису
Св. 1, (2, 3); проектна глибина - 2450 м		
1	2	3
I Під “кондуктор”		
1 СК, ПС, ГК, ДС, Проф.	0-150	1:500
2 Контроль цементування після обсадки: АКЦ, Терм. (ВЦК), ГГЦ	0-150	
II Під I технічну колону		
1 СК, ПС, ДС, ГК, НК, Терм.	150-275	1:500
2 Вивчення технічного стану свердловини: Проф., Інкл., ДС	150-275	
3 Вивчення технічного стану свердловини та колони: АКЦ, ДСІ, МЛМ, ПТС, Терм.(ВЦК)	0-275	
III Під II технічну колону		
1 СК, ПС, ДС, ГК, НК, Терм.	275-800, 750-1300	1:500
2 Вивчення технічного стану свердловини: Проф., Інкл., ДС	275-800, 275-1300	
3 Вивчення технічного стану свердловини та колони: АКЦ, ДСІ, МЛМ, ПТС, Терм.(ВЦК)	0-1300	
4 ГТД, ПС, БКЗ, БК, ІК, ГК, НК, ГГК, АК, БМК, МК, ДС, Рез., ГДК	275-800, 750-1300	1 : 200
5 Вивчення технічного стану свердловини: Проф., Рез., Терм.	275-800, 275-1300	1 : 200
6 Вивчення технічного стану свердловини та колони: АКЦ, Проф., МЛМ	0-1300	
IV Під експлуатаційну колону		
1 СК, ПС, ДС, ГК, НК, Терм.	1300-1390, 1340-1490, 1440-1650, 1600-1740, 1690-1930, 1880-2050, 2000-2275, 2225-2450	1 : 500

2 Вивчення технічного стану свердловини: Проф., Інкл., ДС	1300-1390, 1300-1490, 1300-1650, 1300-1740, 1300-1930, 1300-2050, 1300-2275, 1300-2450	1 : 500
3 Вивчення технічного стану свердловини та колони: АКЦ, ДСІ, МЛМ, ПТС, Терм.(ВЦК)	0-2450	1 : 500
4 ГТД, ПС, БКЗ, БК, ІК, ГК, НК, ГГК, АК, БМК, МК, ДС, Рез., ГДК	1300-1390, 1340-1490, 1440-1650, 1600- 1740, 2000-2275, 2225-	1 : 200

Продовження таблиці 2.3

1	2	3
5 Вивчення технічного стану свердловини: Проф., Рез., Терм.	1300-1390, 1300-1490, 1300-1650, 1300-1740, 1300-1930, 1300-2050, 1300-2275, 1300-2450	1 : 200
6 Вивчення технічного стану свердловини та колони: АКЦ, Проф., МЛМ	0-2450	
7 Геотермічний градієнт	0-2450	1:500
	Три виміри: 1-й – не менше ніж через 10 діб спокою св, 2-й і 3-й попередньо через 24 год.	
V Геохімічні дослідження у свердловині:		
Газовий каротаж у процесі буріння	150-2450	1:500
VI Відбір пластових флюїдів		
ВПК (відкритий ствол св.)	1370-1390 (вибірково), 1440-1490 (вибірково), 1500-1650 (вибірково), 1700-1740 (вибірково), 1890-1930 (вибірково), 2015-2050 (вибірково), 2220-2275 (вибірково), 2360-2400 (вибірково)	
ВПТ (відкритий ствол св.)		
VII Відбір зразків СКВ	1300-2400	
	(в інтервалах перспективних продуктивних горизонтів не охарактеризованих керном)	
VIII ВСП	0-2450	
IX Випробування в експлуатаційній колоні		
Перфорація зарядами типу ПКС-80 або ПКО-89 по 12-18 отв. на 1 п. м	2360-2400 (вибірково) 2220-2275 (вибірково), 2015-2050 (вибірково), 1890-1930 (вибірково), 1700-1740 (вибірково), 1500-1650(вибірково), 1440-1490(вибірково), 1370-1390(вибірково)	
X Контроль за випробуванням свердловини		
Контроль за перфорацією: ГК, МЛМ, ІННК, ЛПО	1320-2450	1 : 200
Оцінка якості характеру насичення пластів: ІННК(час), ВТ	1320-2450	1 : 200
Оцінка результатів випробувань: ГК	1320-2450	1 : 500

Закінчення таблиці 2.3

1	2	3
Оцінка результатів випробувань: ГК (час), ВТ, Вм турб., Рез., ВМ, Ш, М	1320-2450	1 : 200
Оцінка герметичності цементного мосту в обсадній колоні, виявлення затрубних перетоків: ГК, ІННК, Терм.	1320-2450	1 : 200

Черговість проведення окремих видів ГДРС повинна відповідати вимогам комплексної інтерпретації та геолого-технічним умовам у свердловині. Спочатку необхідно забезпечити виконання електричних методів досліджень, потім - акустичних та радіоактивних. Завершують ГДРС випробуванням, гідродинамічними дослідженнями (ГДК, ВПТ, ВПК) та відбором зразків порід керна відбирачем на кабелі, використовуючи промивальну рідину, на якій проводилося буріння.

Після завершення буріння інтервалів, намічених для перекриття технічними та експлуатаційною колонами, необхідно виконати загальні дослідження обов'язковим комплексом ГДРС (КО, ПС, ГК, ДС, Проф.). Після спуску експлуатаційної колони обов'язково проводяться фонові вимірювання РК (ГК(час), ГГК, НК) та термометричні вимірювання (Терм.(час)) об'єктів, які пропонуються для подальших досліджень.

Для вивчення просторового розташування ствола свердловини, інклінометричні дослідження проводяться через кожні 50 м. При появі нахилу свердловини, крок вимірювань зменшується до 25 м, а в інтервалах набору кривизни – до 5 м. Комплекс детальних досліджень необхідно виконувати у мінімально короткий термін після розкриття розрізу бурінням.

При наявності у розрізі перспективних нафтонасичених або газонасичених пластів та пластів із невизначеною характеристикою, необхідно обов'язково у відкритому стволі проводити дослідження ВПК або ВПТ. Дослідження для виявлення працюючих пластів виконуються обов'язково при розкритті

перфорацією ділянки пластів-колекторів, якщо розкрито колектор товщиною більше 3 м та він характеризується як неоднорідний.

Для детального вивчення нафтогазоносних і перспективних інтервалів розрізу, представлених колекторами складної будови, з метою виділення проникних і працюючих інтервалів та обґрунтування критеріїв виділення колекторів і визначення ефективної товщини, необхідно виконати дослідження за технологією «каротаж-вплив-каротаж» (метод двох розчинів). Більш надійно виділити та оцінити змішані колектори можливо комплексуючи повторні заміри з даними методу двох розчинів та широкосмугової акустики.

Спеціальні ГДРС необхідно проводити у перспективних інтервалах, які уточнюються за результатами методів обов'язкового комплексу ГДРС, а також методами геолого-технічних досліджень: фільтраційними (реєстрація поглинання або віддачі розрізом промивної рідини) та механічними (реєстрація швидкості проходки).

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів

Важливою задачею пошуково-розвідувального буріння є вивчення літолого-фаціального, петрографічного складу, фізичних властивостей порід шляхом відбору керна. Його комплексне вивчення та аналіз даних промислово-геофізичних досліджень забезпечує надійну геолого-геофізичну інтерпретацію отриманої інформації та дозволяє виявити нафтогазоносні горизонти і стає основою для розв'язання питань наступних пошуково-розвідувальних робіт на території досліджень та прилеглих до неї ділянках регіону.

Перспективи нафтогазоносності Миколаївської площі пов'язується з башкирським ярусом середнього карбону. Відбір керну планується проводити в інтервалах, де передбачається залягання продуктивних горизонтів М-3, М-4, М-5, М-6, М-7, та можливих продуктивних горизонтів Б-7, Б-8, Б-9 кора вивітрювання порід С₂ (Таблиця 2.4).

Таблиця 2.4 - Інтервали проходки з відбором керна у свердловинах Миколаївської площі

Вік відкладів	Інтервал відбору керну, м/ винос керну, м
	св.1, (2, 3)
C ₂ b(М-3)	1300-1308/8
	1370-1378/8
	1380-1388/8
C ₂ b(М-4)	1424-1432/8
	1440-1456/16
	1480-1488/8
	1505-1513/8
C ₂ b(М-5)	1555-1564/8
C ₂ b(М-6-7)	1613-1621/8
	1630-1638/8
C ₁ s ₂ (Б-7)	1717-1733/16
C ₁ s ₁ (Б-8)	1891-1899/8
	1914-1930/16
C ₁ s ₁ (Б-9)	2016-2024/8
	2040-2048/8

З метою виявлення прямих ознак нафтогазоносності розрізу, вивчення колекторських властивостей порід, визначення зв'язків між ємнісними властивостями, нафто-, газо-, водонасиченістю порід і промислово-геофізичними параметрами, отримання літологічних і геохімічних характеристик розрізу, а також стратиграфічного розчленування його у проєктованих свердловинах відповідно [24, 25], планується відбір керну в кількості 567 м (свердловини 1, 2, 3), що складає ~7,7% від загального метражу та ~16,4% від перспективної частини розрізу проєктних свердловин.

Винос керну повинен бути забезпечений не менше ніж на 60% від метражу проходки з відбором керну. Керн проєктованих пошукової та розвідувальних свердловин підлягає документуванню, вивченню, науковій обробці та довготривалому зберіганню відповідно до вимог "Інструкції..." .

Для визначення літології розрізу, колекторських властивостей порід, вивчення залишкового нафтонасичення порід необхідно використати відбір

зразків порід свердлярними керновідбірниками. Інтервали для відбору порід визначаються на основі результатів інтерпретації матеріалів ГДРС. Кількість зразків, які відбираються, залежить від однорідності пласта та завдань досліджень. Для визначення літології відбирають 2-3 зразка з однорідного пласта, для вивчення колекторських властивостей - 2-5 зразків із 1 м товщини пласта.

Для отримання додаткових відомостей про літологічний склад, колекторські властивості і стратиграфічну характеристику розкритих порід, відповідно до "Інструкції...", передбачається відбір шламу, що виноситься буровим розчином. По всьому стволу свердловини відбір шламу виконується через кожні 5 м проходки, а в місцях підвищених показів газового каротажу - через кожні 2 м (бажано використовувати спеціальні шламівідбірники).

Відбір, обробку, зберігання та ліквідацію керну необхідно проводити згідно з діючими вимогами ДКЗ України щодо повноти та комплексності вивчення надр. Інтервали відбору керна необхідно уточнювати за даними ГДРС у процесі проходки свердловин.

Відбір проб флюїдів (газу, конденсату, нафти, води) у свердловині повинен виконуватися залежно від отримання їх припливів при випробуванні об'єктів у процесі буріння та експлуатаційній колоні.

При виявленні перспективних, за даними ГДРС, нафтонасичених або газонасичених пластів та пластів із невизначеною характеристикою, необхідно по мірі розкриття свердловиною розрізу провести у відкритому стволі дослідження ВПК або ВПТ та виконати відбір проб флюїдів (газу, конденсату, нафти, води).

2.1.5 Лабораторні дослідження

Найбільш достовірну геологічну інформацію отримують за результатами всебічного та ретельного вивчення кернавого матеріалу і даних промислово-геофізичних досліджень.

Зразки керну для лабораторних досліджень відбираються після детального і повного опису керна у свердловині. Не пізніше ніж через 6-10 днів після вилучення, зразки керну відбираються та направляються до лабораторії, яка виконує роботи з визначення літолого-фаціального, петрографо-мінералогічного складу та фізико-механічних властивостей порід.

У процесі буріння, а також під час проведення досліджень у свердловині, проводиться відбір проб газу, газового конденсату, нафти та пластових вод.

Для визначення фізико-літологічних характеристик порід-колекторів слід провести дослідження з визначення їхньої об'ємної ваги, пористості, проникності, гранулометричного та мінерального складу, карбонатності, залишкової водонасиченості, тріщинуватості тощо. У глинистих породах визначають об'ємну вагу, гранулометричний склад і карбонатність. Вапняки та доломіти досліджуються на пористість, проникність і тріщинуватість.

З метою уточнення віку зразків порід проводяться дослідження макро- і мікрофауни, а також споро-пилкові визначення. Дослідження флюїдів виконуються як у лабораторіях, так і, при необхідності, безпосередньо на свердловині.

Дослідження проб газу проводяться для визначення його густини, теплоутворюючої здатності та компонентного складу, а також вмісту метану, етану, пропану, бутану, пентану, гексану (разом із вищими), азоту, гелію, аргону, водню, двоокису вуглецю, сірководню, кисню.

Проби конденсату досліджуються на фракційний і груповий склад, а також на вміст сірки.

У пробах пластової води визначають хімічний склад, зокрема вміст йоду, бромю, амонію, бору та інших мікрокомпонентів, питому вагу, водневий показник (рН) і величину мінералізації.

Розчинений газ аналізується аналогічно вільному газу.

Основні обсяги аналізів і дослідних визначень планується здійснити за взірцями порід і пробах флюїдів, що відібрані у кам'яновугільних відкладах. При цьому передбачається такі види досліджень:

- макро- і мікропалеонтологічні дослідження – 50 зразків;
- мінерально-петрографічний аналіз -50;
- визначення фізико-літологічних властивостей порід – 50 зразків;
- хімічний аналіз газу, нафти, конденсату і води – 60 проб ;
- компонентний аналіз газу - 60 проб;
- фракційний аналіз газу й конденсату - 60 проб;
- ізотопний аналіз вуглеводнів - 20 проб;
- визначення конденсатовіддачі - 20 проб;
- визначення абсолютного віку порід – 10 зразків.

Плановані роботи будуть поводитися в УкрНДІгазі та інших виробничих і науково-дослідних організаціях

2.1.6 Оцінка перспективності площі

Структурно-тектонічні та літолого-фаціальні умови формування та розвитку Миколаївської структури виявлені у результаті сейсмогеологічних досліджень території, аналізу результатів буріння та подальшого випробування перспективних продуктивних горизонтів та структурно-геологічних аналізів, свідчать про потенційну можливість утворення та збереження покладів вуглеводнів у візейських, серпуховських, башкирських відкладах карбону (продуктивні горизонти від М-2 до Б-11 та можливе корінне вивітрювання порід кристалічного фундаменту в межах Миколаївської структури.

Структурно-геологічні аналізи, проведені на основі сейсмічних досліджень [3] та даних з буріння свердловин (у тому числі результати промислово-геофізичних досліджень та випробувань продуктивних горизонтів у відкритому стволі та експлуатаційній колоні), служать основою для оцінки можливого збільшення запасів вуглеводнів.

Першим об'єктом опішукування є породи кристалічного фундаменту.

Колектори кори вивітрювання фундаменту керном практично не вивчені. Незважаючи на значний відбір керну з цієї частини розрізу піднятий керн

представлений в основному щільними породами - гранітами, діоритами, гнейсами. Піднятий із свердловини 1 Караванівська керн із кори вивітрювання представлений зеленувато-сірим пісковиком пористістю 7,2-9,9%.

Продуктивні колектори в корі вивітрювання кристалічного фундаменту виявлені в центральній частині Юліївського блоку. Випробувались разом із горизонтом В-26н, з яким утворюють єдиний поклад. Промислові припливи газоконденсату отримані при цьому в свердловинах 2, 50, 71, слабкі припливи – у свердловинах 9, 52.

У процесі буріння у відкритому стовбурі за допомогою ВПТ випробувано 66 об'єктів. В значній кількості свердловин поінтервально випробуваний практично повний розкритий розріз докембрію (свердловини 1, 2, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 28, 1 та 2 –Кар.). Із 51 об'єкта припливів флюїдів не отримано, із 8 об'єктів отримані припливи пластової води, із 7 – слабкі припливи газу.

У перфорованих експлуатаційних колонах, через фільтри та у відкритих вибоях облаштованих експлуатаційними колонами свердловинах випробувано 32 об'єкти. В 16 випадках припливів флюїдів не отримано, в 3 випадках отримані припливи води, при випробуванні 12 об'єктів спостерігались незначні припливи газу (газопрояви). В свердловині 2 отримані промислові дебіти газу та нафти (конденсату).

В єдиній за даними випробування продуктивній свердловині 2 об'єкт випробуваний в інтервалі 3636-3735м (фільтр), 3735-3800м (відкритий стовбур). При дослідженнях на штуцері діаметром 6 мм отриманий приплив газу дебітом 61,4 тис. м³/д та конденсату дебітом 11,5 м³/д при депресії 19,05 МПа. Також, об'єкт досліджувався як нафтовий, при цьому на режимі 6 мм штуцера при депресії 17,65 МПа дебіт газу склав 20,6 тис. м³/д., нафти – 5 м³/д. Після проведення соляно-кислотної обробки інтервалу випробування виконано третє дослідження об'єкту. При значній депресії 27,75 МПа дебіт газу на тому ж режимі дорівнював 55,5 тис. м³/д., нафти – 8,4 м³/д. Про наявність нафти в свердловині 2 свідчить і двохфазність дослідженої в ЧВ УкрДГРІ відібраної рекомбінованої проби. Пластовий тиск у процесі випробування практично не

змінився і дорівнював 37,78-37,76 МПа на глибині 3685,5 м. Підтверджують продуктивність свердловини 2 і результати випробувань інтервалу 3640-3710 м у відкритому стовбурі в процесі буріння, звідки отримані припливи газу дебітами 4,9-5,7 тис. м³/д. В усіх інших випадках при випробуваннях як в колонах так і у відкритому стовбурі при бурінні спостерігались тільки незначні газопрояви.

Про наявність колекторів в товщі докембрійського віку свідчать отримання значних припливів пластової води із 8 об'єктів у свердловинах 5, 10, 28.

За даними кернавого матеріалу породи фундаменту представлені гранітами, гнейсами, рідше – діоритами, амфіболітами. В основному породи щільні. За рахунок тріщинуватості відкрита пористість вивченого керну складає 0,3-1,8% при практично відсутній проникності. В свердловині 2, де отриманий приплив газу, пористість гнейсу по керну досягає 5,5-6,1% при проникності 0,25-5,62 x 10-15 м².

Підсумовуючи вищесказане, можна констатувати, що за даними випробування та кернавого матеріалу колектори, пов'язані із зонами розущільнення в докембрійських відкладах, зустрінуті на Мерчиківській ділянці (свердловини 5, 28) та в склепінній прирозломній зоні південного структурно-тектонічного валу (свердловини 2, 10, 71). Скупчення вуглеводнів відкриті тільки свердловиною 2 у склепінній прирозломній частині Юліївського блоку.

Другим об'єктом опошукування є продуктивний комплекс М-6-7 (С_{2b}). У свердловині 1 Мигринська представлений перешаруванням теригенів та вапняків з пористістю до 10% за ГДС. При випробуванні у експлуатаційній колоні отримано наступні результати: третій об'єкт - розкрито ЗПКМ-43-02. DN-Nobel, щільністю 20 отв. на 1 пог.м в інтервалі 2178-2193 м. Результати випробування: отримано незначний приплив нафти з слідами газу, P_{тр}=1 атм, P_{затр}=5 атм; четвертий об'єкт - доломіти С1v з пористістю за АК 9 %. Об'єкт розкрито в інтервалі 2159-2150 м зарядами LINK щільністю 18 отв. на 1 пог.м. при депресії на пласт. Після повного освоєння свердловини отримано приплив пластової води дебітом 2.4 м³/добу при середньодинамічному рівні 1703 м з слідами нафти. За результатами проведеного комплексу ГДС приплив пластової

води відмічається з інтервалу перфорації. Припливу флюїду з третього об'єкту в інтервалі 2193-2178м не зафіксовано. З метою уточнення місця припливу пластової води після припідйому НКТ в свердловині проведено повторне освоєння та дослідження свердловини. На основі отриманих результатів встановлено, що однозначно пластовою водою працює верхня частина перфорованого інтервалу (2150- 2156м). Заколонних перетоків у свердловині не виявлено. На гирлі свердловини зафіксовано сліди газу та присутня плівка нафти у відібраних пробах (аналогічні сліди нафти зафіксовано при випробуванні четвертого об'єкту). Об'єкт ізольований цементним мостом в інтервалі 2179-2130 м і перейдено до випробування наступного об'єкту.

На Львівській площі у св. 1 при випробуванні інтервалу 2135-2213 м ВП на трубах одержано приплив рідини дебітом 302,4 м³/добу.

Третім та четвертим об'єктами опошукування є продуктивний комплекс М-4-5 (С₂b), який у свердловині 1 Мигринська представлений нафтонасиченими пісковиками з пористістю за АК 12 %, Неф=1,6 м. Об'єкт розкрито в інтервалі 1878-1873 м перфорацією зарядами LNK щільністю 20 отв. на 1 пог.м при депресії на пласт. Після повного освоєння свердловини припливу флюїду не отримано.

З метою інтенсифікації припливу проведено перестріл шостого об'єкту в інтервалі 1878-1873 м зарядами RDX 3 щільністю 20 отв. На 1 пог.м. Отримано приплив нафти дебітом 0,5 м³/добу при середньодинамічному рівні 1672 м.

Проведено СКО (5 м³ HCl + 0,7 м³ технічної води P=90-100 атм). Отримано приплив нафти дебітом 1 м³/добу при Нс.д. =1417 м.

Проведено інтенсифікацію припливу нафти методом СКО (закачано 5 м³ 12 % HCl). В результаті освоєння збільшення припливу нафти не отримано.

Проведено інтенсифікацію методом потужного ГРП (закачано 36 м³ рідини, пропанта 10 т). В результаті освоєння свердловини отримано приплив нафти з пластовою водою. З метою очистки присвердловинної зони проведені періодичні продувки свердловини. В результаті виконаних робіт з свердловини

вилучено 3,7 м³ нафти та 32,5 м³ пластової води 1,10 г/см³. Загальний об'єм припливу склав 36,2 м³ при середньому дебіті 6,8 м³/д нафто - водяної суміші.

З метою визначення місця припливу пластової води проведено комплексну ГДС, за результатами якого встановлено, що пластова вода з нафтою надходить з інтервалу перфорації. Проведені додаткові дослідження загоном УкрНДІгазу по визначенню складу та генезису отриманої продукції. Встановлено цементний міст в інтервалі 1898-1853 м.

П'ятим об'єктом опошукування є продуктивний комплекс Б-7 (C_{1s2}), з якого на Миколаївському ГКР у свердловинах 51, 5, 53 отримано припливи газу Q_{бмм} = 47,2 тис.м³/добу, Q_{а.в.}=95,1 тис.м³/добу, Q^{5мм} = 3,0 тис.м³/добу Q^{6мм} = 47.3 тис.м³/добу відповідно. Колектор представлений тріщинно-кавернозно-поровим вапняком Ефективна товщина продуктивного горизонту змінюється від 2,2 м до 14,8 м, коефіцієнт пористості змінюється від 0,05 до 0,135, коефіцієнт газонасиченості становить 0,75 (середні значення).

На Львівській площі у свердловині 3, яка пробурена на Теплому склепінні при випробуванні ВП інтервалу 1795-1861 м одержано приплив води 21 м³/добу, пластовий тиск на глибині 1800 м складає 183 ата.

Шостим об'єктом опошукування є продуктивний комплекс М-3 (C^{2b}) який у свердловині 5 Мигринська представлений газоносними вапняками башкирського ярусу середнього карбону. Об'єкт розкрито зарядами STRIP 43, щільністю 18 отв. на 1 пог.м в інтервалі 1537-1531 м (C^{2b}, продуктивний горизонт Б-11, газоносні вапняки з K_п=0,07-0,145, K_{нг}=0,92) через НКТ на пластовій воді питомої ваги 1,05 г/см³. Свердловина самоосвоїлась.

Сьомим об'єктом опошукування є продуктивний горизонт Б-9. Продуктивний горизонт Б-9 (C_{1s2}) у свердловині 5 Мигринська представлений газоносними вапняками башкирського ярусу середнього карбону. Продуктивні пласти залягають в інтервалах: 1475,6-1479,2 (K_п=0,08-0,11, K_{нг}=0,85), 1487,2-1492,6 (K_п=0,056-0,095, K_{нг}=0,85).

Продуктивний горизонт Б-9 (C_{1s2}) представлений нафтогазоносними вапняками башкирського ярусу середнього карбону. Об'єкт розкрито у 2

Миколаївській свердловині в інтервалі 1362-1356 м (газоносні вапняки з $K_{п} = 0,105-0,147$, $K_{нг} = 0,8$, ефективна товщина не визначалася). Після освоєння свердловини отримано приплив нафти з розчиненим газом - $Q_{н} = 16,0$ м /добу; $Q_{г} = 0,5$ м /добу; $P_{тр} = 30,0/2,94$ ата/МПа;

$P_{затр} = 33,7/3,31$ ата/МПа; газовий фактор склав $31,1$ м³/м³ (середнє значення); пластовий тиск на глибині 1330 м становить $132,0/12,94$ ата/МПа

У 5 Миколаївській свердловині горизонт представлений газоносними вапняками башкирського ярусу середнього карбону. Продуктивні пласти залягають в інтервалах: 1426,0-1431,0 м ($K_{п} = 0,165-0,19$, $K_{нг} = 0,9$), 1432,6-1440,0 м ($K_{п} = 0,105-0,18$, $K_{нг} = 0,85$).

Продуктивний горизонт Б-10 (С2b) представлений нафтогазоносними пісковиками башкирського ярусу середнього карбону. Об'єкт розкрито у 3 Мигринській свердловині в інтервалі 1401-1405 м (газонасичені вапняки з $K_{п} = 0,11$, $K_{нг} = 0,6$, ефективна товщина не визначалася). Після освоєння свердловини отримано приплив нафти з розчиненим газом.

У 5 Миколаївській свердловині продуктивний пласт залягає в інтервалі 1418,4-1421,6 м ($K_{п} = 0,13$, $K_{нг} = 0,72$) і представлений піщанистим вапняком.

Восьмим об'єктом опошукування є продуктивний горизонт Б-9. Продуктивний горизонт Б-9 (С1s₂) представлений газоносними піщанистими вапняками башкирського ярусу середнього карбону. У 5 Миколаївській свердловині продуктивний пласт залягає в інтервалах: 1376,2-1379,4 м ($K_{п} = 0,14-0,185$, $K_{нг} = 0,72$).

Продуктивний горизонт Б-92 (С2b) представлений газоносними пісковиками башкирського ярусу середнього карбону. У 3 Мигринській свердловині в інтервалі 1362-1356 м (газонасичені пісковики з $K_{п} = 0,11$, $K_{нг} = 0,6$, ефективна товщина не визначалася). Після освоєння свердловини отримано приплив нафти з розчиненим газом.

У 5 Миколаївській свердловині продуктивний пласт за промислово-геофізичною характеристикою алевроліт з «нх» залягає в інтервалі: 1361-1367 (Кп=0,11).

В основу підрахунку ресурсів покладений метод аналогії, згідно з яким ресурси категорії С3 можуть бути пов'язані з пластами, продуктивність яких встановлена на відомих родовищах нафтогазоносного району. Оцінку ресурсів здійснено об'ємним методом.

2.2 Підрахунок запасів

Підрахунок очікуваних запасів та перспективних ресурсів газу виконано об'ємним методом за загальноприйнятою формулою М.А. Жданова:

$$V = F \cdot h_{г.эф.} \cdot k_{п} \cdot k_{г} \cdot f \cdot (P_{п} \cdot \mu - P_{к} \cdot \mu), \quad (1.3)$$

де: V- початкові балансові запаси газу; F-площа припущеної газоносності; h-ефективна газонасичена товща; k_п- коефіцієнт відкритої пористості; k_г- коефіцієнт газонасиченості;

f-поправка на температуру;

P_п- початковий пластовий тиск; P_к- кінцевий пластовий тиск;

Запаси нафти, які можуть бути видобуті із надр, розраховані за формулою:

$$Q_{н} = F \cdot h_{н.эф.} \cdot k_{п} \cdot k_{н} \cdot \theta \cdot \rho \cdot k_{вил}, \quad (1.4)$$

де Q_н - початкові видобувні запаси нафти; F-площа припущеної нафтоносності;

h_{н.эф.}- ефективна нафтонасичена товща; k_п- коефіцієнт відкритої пористості;

k_н- коефіцієнт нафтонасиченості; θ- перерахунковий коефіцієнт;

ρ – густина нафти;

k_{вил}- коефіцієнт вилучення нафти.

Породи-колектори продуктивних горизонтів башкирського віку представлені вапняками, вапняками з прошарком пісковика та пісковиками з прошарками вапняків. Середні значення параметрів фізичних властивостей для прогнозних нафтогазоносних продуктивних горизонтів наведені у таблицях 2.5

та 2.6. Дані про фільтраційно-ємнісні параметри пластів-колекторів базуються на результатах ГДРС зазначених вище Миколаївського, Північно-Миколаївського та Львівського родовищ ВВ.

Таблиця 2.5 – Підрахункові параметри та ресурси газу Миколаївської структури.

Блок св. 1-3	Категорія ресурсів	Площа газоносності, тис. м ²	Середня газонасичена товщина, м	Коефіцієнт пористості, частка одиниці		Коефіцієнт газонасиченості, частка одиниці		Пластові тиски		Поправки		Початкові ресурси пластового газу, млн.м ³	Мольна частка "сухого" газу	Початкові ресурси "сухого" газу, млн.м ³	Ресурси з урахуванням коефіцієнту заповнення пастки 0,3,
				Коефіцієнт пористості, частка одиниці	Коефіцієнт газонасиченості, частка одиниці	початковий Рп, Мпа	залишковий Рз, Мпа	на температуру, f	на відхилення від закону Бойля -Мариотта						
М-3-4-5 Б-7	С3	2100	16	0,108	0,92	15,5	0,1	0,89	1,2	560	0,985	552	165		
М-6-7, Б-8-9	С3	145	8	0,1	0,8	22	0,1	0,9	1,22	200	0,985	197	60		
Разом по площі: кат С3										760			225		

Таблиця 2.6 – Підрахункові параметри та ресурси нафти Миколаївської структури

Об'єкт	Категорія ресурсів	Площа нафтоносності, тис.м ²	Ефективна нафтонасичена			Густина нафти, кг/м ³	Початкові геологічні ресурси	Коефіцієнт вилучення нафти,	Початкові видобувні ресурси	Ресурси з урахуванням коефіцієнту заповнення пастки 0,3, тис. т	
			відкриті	афто насиченості	перерахункові					Початкові геологічні ресурси нафти,	Початкові видобувні ресурси нафти,
Б			0,187		0,881		0,154		809	125	
Б			0,11		0,881		0,154		920	142	

Б			0,12		0,881			0,154	62	120	18
Разом по площі кат. С3:										1	285

Породи-колектори продуктивних горизонтів середньокам'яновугільного віку представлені наступним чином: вапняками, вапняками з прослойкою пісковика, а також пісковиками з прослоями вапняків.

У таблицях вище наведені середні значення параметрів фізичних властивостей для прогнозних нафтогазоносних продуктивних горизонтів. Інформація про фільтраційно-ємнісні параметри пластів-колекторів базується на результатах геолого-дослідних робіт у Мигринському, Північно-Мигринському та Львівському родовищах вуглеводнів.

Для підрахунку обсягів вуглеводнів прийняті реальні та прогнозні пластові тиски і температури, розраховані відповідно до очікуваного інтервалу залягання за результатами досліджень у свердловинах Львівської, Мигринської, Північно-Мигринської, Вільхівської та Кондрашівської площ. Урахування поправки на надстильність газу при оцінці ресурсів не проводилося.

Згідно проведених розрахунків, перспективні ресурси на Миколаївській (східне склепіння) структурі складають:

1. 1848 тис. т - геологічні та 285 тис. т – видобувні нафти, за категорією С3 з урахуванням коефіцієнту заповнення пастки 0,3;
2. 225 млн м³ видобувні вільного газу за категорією С3 з урахуванням коефіцієнту заповнення пастки 0,3.

Висновки до розділу 2

1. Породи-колектори продуктивних горизонтів від М-3, М-4, М-5, М-6, М-7, та можливих продуктивних горизонтів Б-7, Б-8, Б-9 середньокам'яновугільного віку представлені наступним чином: вапняками, вапняками з прослойкою пісковика, а також пісковиками з прослоями вапняків.

2. За даними випробування та кернавого матеріалу колектори, пов'язані із зонами розущільнення в докембрійських відкладах, зустрінуті на Мерчиківській ділянці (свердловини 5, 28) та в склепінній прирозломній зоні південного структурно- тектонічного валу (свердловини 2, 10, 71). Скупчення вуглеводнів відкриті тільки свердловиною 2 у склепінній прирозломній частині Юліївського блоку.

3. За даними випробування та кернавого матеріалу колектори, пов'язані із зонами розущільнення в докембрійських відкладах, зустрінуті на Мерчиківській ділянці (свердловини 5, 28) та в склепінній прирозломній зоні південного структурно- тектонічного валу (свердловини 2, 10, 71). Скупчення вуглеводнів відкриті тільки свердловиною 2 у склепінній прирозломній частині Юліївського блоку.

4. В основу підрахунку ресурсів покладений метод аналогії, згідно з яким ресурси категорії С3 можуть бути пов'язані з пластами , продуктивність яких встановлена на відомих родовищах нафтогазоносного району. Оцінку ресурсів здійснено об'ємним методом. Перспективні ресурси на Миколаївській (східне склепіння) структурі складають 1848 тис. т - геологічні та 285 тис. т – видобувні нафти, за категорією С3 з урахуванням коефіцієнту заповнення пастки 0,3 і 225 млн м³ видобувні вільного газу за категорією С3 з урахуванням коефіцієнту заповнення пастки 0,3.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

На Миколаївській площі планується проведення пошуково-розвідувального буріння, що включає три свердловини під номерами 1-3. Метою буріння є пошук і розвідка нафти та газу в відкладах башкирського ярусу середнього карбону (горизонти Б-9-13), серпухівського ярусу (С-4-5, С-19-22) і візейського ярусу (В-19-20) нижнього карбону, а також у корі вивітрювання порід кристалічного фундаменту. Свердловини мають вертикальний профіль, а проектні глибини складають: св. 1 – 2450 м, св. 2 – 2460 м, св. 3 – 2470 м. Закінчення свердловин передбачає спуск експлуатаційної колони з наступною перфорацією для випробування і можливої експлуатації.

На Миколаївській площі раніше буріння на нафту і газ не проводилось. На сусідній площі пробурені пошукові та розвідувальні свердловини, де використовувались різні конструкції. Буріння свердловин проводилось переважно роторним способом із застосуванням бурового розчину густиною від 1120 кг/м³ до 1180 кг/м³.

У кайнозойських і крейдових відкладах розвинуті інфільтраційні природні водонапірні системи, а пластові тиски в проектному розрізі очікуються гідростатичними з градієнтом від 0,006-0,008 МПа/м у кайнозойських відкладах до 0,0105 МПа/м у башкирських, серпуховських і візейських відкладах. Покрівля нафтогазоносності очікується у горизонті Б-9 башкирського ярусу середнього карбону на глибині 1370 м.

Аналіз даних буріння і геологічних умов дозволяє виділити три інтервали, несумісні щодо умов буріння, які визначають конструкції свердловин:

- Перший інтервал – водоносний, включає відклади кайнозою і крейди (0-275 м).

- Другий інтервал – також водоносний, включає відклади московського ярусу і верхньої половини башкирського ярусу середнього карбону (275-1300 м).

- Третій інтервал – водоносні і прогнозно продуктивні відклади нижньої половини башкирського ярусу середнього карбону і покрівлі серпухівського ярусу нижнього карбону (св. 1: 1300-2450 м; св. 2: 1300-2460 м; св. 3: 1300-2470 м).

Верхня частина розрізу (0-150 м) представлена кайнозойськими і крейдовими відкладами, які вміщують питну воду, що потребує ретельної охорони від забруднення. Відклади другого інтервалу включають водоносні відклади московського і верхньої половини башкирського ярусу середнього карбону, а третій інтервал включає прогнозно нафтогазоносні породи башкирського, серпухівського і візейського ярусів, а також верхньої частини кристалічного фундаменту.

За геохімічними параметрами для розрахунку конструкцій свердловин враховано: густина підземної води від 1000 до 1050 кг/м³, густина нафти 780 кг/м³, відносна густина газу 0,61-0,63, а вміст CO₂ приблизно 0,2%.

3.2. Обґрунтування конструкції свердловини

Відповідно до гірничо-геологічних умов, досвіду буріння, вимог чинного законодавства щодо охорони питних вод, надр, навколишнього середовища та створення безпечних умов розкриття газових об'єктів, проектні свердловини пропонується бурити за такими конструкціями:

- св. 1: 426-150 х 324-275 х 245-1300 х 168/140-2450;
- св. 2: 426-150 х 324-275 х 245-1300 х 168/140-2460;
- св. 3: 426-150 х 324-275 х 245-1300 х 168/140-2470.

У проектних свердловинах кондуктор діаметром 426 мм спускається на глибину 150 м у глинисті породи крейди для охорони питних вод від забруднення і попередження поглинань та обвалів верхніх пластів.

Перша проміжна обсадна колона діаметром 324 мм спускається на глибину 275 м в глинисту покрівлю московського ярусу середнього карбону для безпечного розкриття нижчезалягаючих відкладів карбону і перекриття крейдових порід, які вміщують питні води.

Друга проміжна обсадна колона діаметром 245 мм спускається на глибину 1300 м у глинисті відклади верхньої частини башкирського ярусу середнього карбону для ізоляції водоносних відкладів московського ярусу і верхньої частини башкирського ярусу середнього карбону та безпечного розкриття нижчезалягаючих прогнозно нафтогазоносних відкладів нижньої половини башкирського ярусу середнього карбону та нижнього карбону.

Експлуатаційна колона опускається до проектної глибини для закріплення продуктивного розрізу і його можливої експлуатації; вона компонується з міцних труб, що мають високогерметичні різьові з'єднання. Підйом цементного розчину передбачається по всій довжині.

Башмаки обсадних колон встановлюються в щільних і міцних породах, градієнт тиску гідророзриву яких становить не менше 0,020-0,024 МПа/м.

3.3. Режими буріння

Режим буріння відіграє критичну роль у забезпеченні стабільності ствола свердловини та ефективності процесу буріння.

Під час буріння проектних свердловин застосовуються такі режими:

- Густина бурового розчину варіюється залежно від глибини і геологічних умов. Для кондуктора використовується розчин густиною 1120 кг/м³, для першої проміжної колони - 1140 кг/м³, а для експлуатаційної колони - 1140-1180 кг/м³.

- В'язкість, фільтраційні властивості та інші параметри бурового розчину контролюються для забезпечення стабільності ствола свердловини та попередження ускладнень.

- Підтримується оптимальна швидкість обертання долота та подача бурового розчину для запобігання перегріву інструменту та утворення каверн.

- Під час промивки свердловини тиск підтримується на рівні, достатньому для видалення вибуреної породи, але не настільки високому, щоб спричинити розриви в породах.

- Регулярно здійснюється контроль за станом стінок ствола, особливо в зонах, схильних до обвалів або поглинань. При виявленні нестабільності стінок застосовуються спеціальні методи зміцнення, такі як використання підсилених

бурових розчинів або додаткових обсадних колон. Кондуктор діаметром 426 мм, проміжна колона діаметром 324 мм та проміжна колона діаметром 245 мм цементуються тампонажним портландцементом для низьких і нормальних температур ПЦТ І-50 ДСТУ Б В.2.7-88-99, з підняттям тампонажного розчину до устя. Густина тампонажного розчину становить 1850 кг/м³.

В якості буферної рідини при цементуванні кондуктора використовується рідина замішування тампонажного розчину в кількості 4 м³ перед тампонажним розчином та 1 м³ після. Для проміжних колон діаметром 324 мм та 245 мм як буферна рідина застосовується 1% водний розчин карбоксиметилцелюлози (КМЦ), обважнений золою виносу ТЕС до густини 1500 кг/м³, у кількості 6 м³ перед тампонажним розчином і 2 м³ після.

Цементування експлуатаційної колони діаметром 140/168 мм здійснюється двома ступенями до устя. Перший ступінь цементується в інтервалі 2470-1100 м тампонажним портландцементом для помірних температур ПЦТ І-100 ДСТУ Б В.2.7-88-99 з густиною розчину 1850 кг/м³. Другий ступінь в інтервалі 1100-0 м цементується тампонажним портландцементом для низьких і нормальних температур ПЦТ І-50 ДСТУ Б В.2.7-88-99, з підняттям розчину до устя. Густина тампонажного розчину також становить 1850 кг/м³.

При цементуванні першого ступеню як буферна рідина використовується 1% водний розчин КМЦ, обважнений золою виносу ТЕС до густини 1500 кг/м³, у кількості 6 м³ перед тампонажним розчином і 2 м³ після. Для другого ступеню застосовується рідина замішування тампонажного розчину у кількості 6 м³ перед тампонажним розчином і 2 м³ після.

Для регулювання часу тужавлення тампонажного розчину при цементуванні обсадних колон використовуються хімічні реагенти - регулятори термінів тужавлення. Для кондуктора застосовується прискорювач часу загушення хлористий кальцій (при необхідності), а для проміжних колон діаметром 324 мм, 245 мм та експлуатаційної колони - сповільнювач типу НТФК або іншого типу. Кількість регулятора визначається при підборі робочої рецептури тампонажного розчину перед цементуванням.

При цементуванні експлуатаційної та проміжних обсадних колон до тампонажного розчину додаються хімічні реагенти - понижувачі водовіддачі типу ОЕЦ "Tylose E 29651", що покращує якість цементування та зберігає колекторські властивості продуктивних пластів.

Для забезпечення однорідності густини тампонажного розчину використовується усереднююча ємність, що покращує якість цементування. Контроль процесу цементування обсадних колон здійснюється за допомогою станції контролю цементування (СКЦ).

Перед спуском обсадних колон здійснюється шаблонування ствола свердловини із застосуванням компоновки низу бурильної колони, передбаченої проектом. У випадку посадки бурильної колони здійснюється проробка ствола свердловини в цьому інтервалі з наступним шаблонуванням. При проробці здійснюється безперервна подача долота, і не допускається тривала робота на одному місці для запобігання утворенню другого ствола. Режим промивки при проробці повинен відповідати режиму при бурінні. Після досягнення вибою свердловина промивається для більш повної очистки від залишків вибуреної породи та вирівнювання параметрів бурового розчину по всьому стволу. Тривалість промивки не менше двох циклів.

Кондуктор діаметром 426 мм спускається на глибину 150 м. Низ колони обладнується башмаком типу БК-426, зворотним клапаном тарільчатого типу Ø 426 мм і кільцем стоп.

Проміжна колона діаметром 324 мм спускається на глибину 275 м. Низ колони обладнується башмаком типу БК-324, зворотним клапаном тарільчатого типу Ø 324 мм і кільцем стоп.

Спуск проміжної колони діаметром 245 мм здійснюється однією секцією на глибину 1300 м. Низ колони обладнується башмаком типу БП-245 та двома зворотними клапанами типу ЦКОМ М 245-ОТТМ.

Спуск експлуатаційної колони діаметрами 140/168 мм здійснюється однією секцією на глибину 2450-2470 м. Перехід діаметру на глибині 1200 м. На глибині 1100 м встановлюється пакер двоступеневого цементування типу ПДМ-140. Низ

колони обладнується башмаком типу БП-140 і двома зворотними клапанами типу ЦКОМ М 140-ОТТГ.

При спускові кондуктора та проміжних колон муфтові з'єднання нижніх п'яти труб обварюються переривистим швом з метою застереження можливого відкручування нижніх труб колони в процесі подальшого поглиблення свердловини. Скручування труб при спускові обсадних колон здійснюється імпорнтними гідравлічними ключами з контролем крутного моменту. Для підвищення якості цементування експлуатаційної та проміжних колон, за рахунок одержання рівномірного цементного кільця за ними і забезпечення більш повного заміщення бурового розчину тампонажним, здійснюється центрування колон згідно методики ВНДІБТ або ВНДІКрнафти. Центратори встановлюються в інтервалах відкритого ствола напроти стійких, некавернозних ділянок, а також напроти продуктивних горизонтів.

Після спуску кожної колони здійснюється промивка свердловини до повного вирівнювання параметрів бурового розчину, але не менше двох циклів, для забезпечення більш повного заміщення бурового розчину тампонажним.

Дотримання режиму буріння і якісне виконання всіх етапів процесу забезпечує ефективне буріння і мінімізує ризики виникнення ускладнень, що сприяє успішному завершенню проекту.

3.4. Характеристика бурових розчинів

1. Буровий розчин для буріння під кондуктор (0-150 м):

Тип: Глинистий

Склад:

Структуроутворювач: глина бентонітова

Змащувальна домішка: графіт

Стабілізатор: СМС LV

Флокулянт: Seurvey D1

Додаткові компоненти:

Сода кальцинована (при бурінні та розбурюванні цементного стакану) - зв'язувач іонів кальцію

Рецептура та параметри: Таблиці 3.1 та 3.2

2. Буровий розчин для буріння під проміжні колони (150-275 м та 275-1300м)

Тип: Гуматноакриловий (для обох інтервалів)

Склад:

Структуроутворювач: глина бентонітова

Змащувальна домішка: графіт, лабрикол

Понижувач водовіддачі:

ПАГ-КМ (для інтервалу 150-275 м)

POLYPAC R та UI (для інтервалу 275-1300 м)

Понижувач фільтрації: гіпанол

Флокулянт: Seurvey D1

Стабілізатор:

СМС HV (для інтервалу 150-275 м)

Не вказано (для інтервалу 275-1300 м)

Регулятор рН: каустична сода

Додаткові компоненти:

Целюлозний наповнювач (проти поглинання)

Сода кальцинована (при бурінні)

Сода харчова (при розбурюванні цементного стакану) - зв'язувач іонів кальцію

Крейда (для обважнення) - (лише для інтервалу 275-1300 м)

DEFOAM-X EH (піногасник) - (лише для інтервалу 275-1300 м)

Вапно (інгібітор) - (лише для інтервалу 275-1300 м)

Джерело іонів калію (КСІ) - (лише для інтервалу 275-1300 м)

Опис бурового розчину для експлуатаційної колони

3. Буровий розчин для буріння експлуатаційної колони (1300-2470 м):

- Тип: Гуматноакрилокалієвий

- Склад:

oСтруктуроутворювач: глина бентонітова

oЗмащувальна домішка: графіт, лабрикол

oПонижувач фільтрації: K1-МД

oПонижувачі водовіддачі: POLYPAC R та U1

oФлокулянт: Seurvey D1

oДжерело іонів калію: KCl

oДодаткові компоненти:

Целюлозний наповнювач (проти поглинання)

Крейда (для обважнення)

DEFOAM-X EH (піногасник)

Регулятор рН: каустична сода

Вапно (інгібітор)

Сода кальцинована (при бурінні)

Сода харчова (при розбурюванні цементного стакану) - зв'язувач іонів кальцію

- Рецептатура та параметри: Таблиця 3.1

4. Розчин для глушіння та вторинного розкриття

- Тип: Використовується розчин, що застосовувався для первинного розкриття, оскільки він містить кислоторозчинну тверду фазу.

- Склад: Детальний склад наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Рецептатура обробки бурового розчину

Інтервал буріння, м	Найменування хімреагентів	Мета застосування	Норма витрат, т/м ³	Джерело норм ви
1	2	3	4	5
0 - 150	Глина бентонітова	структуро- і кіркоутворювач	0,087х2,4х0,16	ЕСН.1983.т.49-414
	Графіт порошкоподібний	мастильна домішка	0,007	місцеві норми
	СМС LV	стабілізатор	0,005	-//-
	Seurvey D1	флокулянт	0,001	-//-
	Сода кальцинована	зв'язувач іонів кальцію і нейтралізація цементу	0,01	-//-
150 - 205	Глина бентонітова	структуро- і кіркоутворювач	0,101х2,4х0,16	ЕСН.1983.т.49-414
	Графіт порошкоподібний	мастильна домішка	0,007	місцеві норми
	Сода каустична	регулятор рН	0,005	-//-
	ПАГ-КМ	понижувач водовіддачі	0,03	-//-
	Наповнювач	проти поглинання	0,02	-//-
	Гіпанол	понижувач фільтрації	0,02	-//-
	Seurvey D1	флокулянт	0,002	-//-
	СМС HV	стабілізатор	0,002	-//-
	Лабрикол	антифрикційна домішка	0,01	-//-
	Сода кальцинована	зв'язувач іонів кальцію	0,01	-//-
	Сода харчова	нейтралізація цементу	0,01	-//-

Продовження таблиці 3.1

Наповнювач	Проти поглинання	Властивість	Процент	Примітка
Глина бентонітова	Структуро- і кіркоутворювач	-	0.04	СТ11320.00158764.070-
K1-МД	Понижувач фільтрації	-	0.03	//-
Наповнювач	Проти поглинання	-	0.02	//-
Seurvey D1	Флокулянт	-	0.002	//-
POLYPACR	Понижувач водовіддачі	-	0.002	//-
POLYPAC UL	Понижувач водовіддачі	-	0.004	//-
Крейда	Обважнювач	-	0.174	//-
Кіркоутворювач	-	-	-	//-
Сода каустична	Регулятор рН	-	0.005	//-
DEFOAM-X EN	Піногасник	-	0.0001	
КСІ (технічний)	Джерело іонів калію	-	0.07	
Лабрикол	Антифрикційна домішка	-	0.02	
Графіт	Порошкоподібний	Мастильна домішка	0.007	
Вапно	Інгібітор	-	0.01	
Сода кальцинована	Зв'язувач надлишку кальцію	-	0.01	
Сода харчова	Нейтралізація цементу	-	0.01	

Закінчення таблиці 3.1

1	2	3	4	5
130 0	247 0	Глина бентонітова	структуро- кірко- і	0,04 СТП 320.00158764.070-
		Графіт	мастильна домішка	0,007 -//-
		K1-МД	понижувач	0,03 -//-
		Наповнювач Seurvey D1	проти поглинання флокулянт	0,02 0,002 -//-
		POLYPAC R	понижувач	0,002 -//-
		POLYPAC UL	понижувач	0,004 -//-
		Крейда	обважнювач кірко- і	0,216 -//-
		KCl (технічний)	джерело іонів	0,07 -//-
		DEFOAM-X EH	піногасник	0,0001 -//-
		Сода каустична	регулятор рН	0,01 -//-
		Вапно	нейтралізація CO ₂	0,01 -//-
		Лабрикол	антифрикційна	0,02 -//-
		Сода кальцинована	зв'язувач надлишку	0,01 -//-
		Сода харчова	нейтралізація	0,01 -//-

Таблиця 3.2 - Технологічні параметри бурового розчину

Тип розчину	Інтервал,		Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см ³ /30хв	СНЗ		КТК	Кірка, мм	рН	в'язкість, дин/см ²	напруження	Колоїдна фаза, %	Вміст				
	від	до				1 хв	10 хв							КCl, ваг. %	NaCl, ваг. %	нафти, об %	Д.фа	
																	разом	піску
1	2	3	4	5	6	7	8	9	1	11	1	1	1	1	1	1	1	1
Глинистий	0	150	1120	60-100	4-6	20-30	25-40	0,15	1,5-2	8-9	25-40	50-90	5-6	-	-	-	9	1-2
Гуматно-акриловий	150	275	1140	40-60	4-6	10-20	25-40	0,15	1	8,5-9,5	10-30	40-80	4-5	-	-	-	11	1
Гуматно-акрилово-калієвий	275	1300	1140	40-80	4-6	10-30	10-40	0,15	1	8,5-11	10-30	40-80	3-4	5	-	-	11	1
Гуматно-акрилово-калієвий	1300	2270	1160	40-80	4-6	10-30	10-40	0,15	1	8,5-11	10-30	40-80	3-4	5	-	-	11	1

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища

Кодекс України «Про надра» встановлює регулятивну базу для охорони надр. Основні вимоги в галузі охорони надр, які встановлюються Кодексом, включають наступне:

1. Заборона будь-яких дій, що можуть призвести до знищення, ушкодження або забруднення надр.

2. Заборона видачі дозволів на розвідку та видобуток корисних копалин на територіях, які мають особливо цінні підземні води або що перебувають у зоні особливого екологічного режиму.

3. Обов'язкове проведення робіт з ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій, пов'язаних з видобутком корисних копалин.

4. Забезпечення охорони і збереження природних ресурсів, пов'язаних з надрами.

5. Обов'язкове отримання дозволів на проведення робіт з розвідки та видобутку корисних копалин.

6. Заборона проведення робіт на надрах, що знаходяться поза межами відведених для цього ділянок.

При пошуках та розвідці родовищ нафти та газу, особливості охорони надр полягають в:

1. Використанні найбільш екологічно безпечних технологій та матеріалів.

2. Застосуванні засобів моніторингу стану довкілля на етапі розвідки та видобутку.

3. Здійсненні заходів щодо запобігання надзвичайних ситуацій та реагуванні на них.

4. Забезпеченні охорони територій, що перебувають у зоні видобутку, та здійснення робіт зі збереження природних ресурсів.

5. Додержанні усіх вимог, які встановлюються законодавством України.

Висновки до розділу 3

1. Заплановано буріння глибокозалягаючих відкладів C_{1V_2} горизонтів від М-3, М-4, М-5, М-6, М-7, та можливих продуктивних горизонтів Б-7, Б-8, Б-9 середньокам'яновугільного віку.

2. На основі геологічної будови розрізу та даних по родовищам-аналоги було підбрано конструкцію свердловин, що включає кондуктор, направлення, технічної колони, експлуатаційну колону.

3. Для якісного буріння свердловин та максимальної продуктивності запроектовано основні режими буріння, параметри бурового розчину по інтервалам

буріння. За геохімічними параметрами для розрахунку конструкцій свердловин враховано: густина підземної води від 1000 до 1050 кг/м³, густина нафти 780 кг/м³, відносна густина газу 0,61-0,63, а вміст CO₂ приблизно 0,2%.

проектні свердловини пропонується бурити за такими конструкціями:

- св. 1: 426-150 x 324-275 x 245-1300 x 168/140-2450;

- св. 2: 426-150 x 324-275 x 245-1300 x 168/140-2460;

- св. 3: 426-150 x 324-275 x 245-1300 x 168/140-2470.

4. Дотримання режиму буріння і якісне виконання всіх етапів процесу забезпечує ефективне буріння і мінімізує ризики виникнення ускладнень, що сприяє успішному завершенню проекту

5. З метою своєчасного виявлення і ліквідації джерел можливого забруднення навколишнього середовища під час буріння в даній роботі заплановано постійний моніторинг навколишнього середовища та передбачено проведення заходів для охорони надр і навколишнього середовища.

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

З метою вивчення геологічної будови, встановлення нафтогазоносності та з'ясування площинного характеру розповсюдження колекторських властивостей продуктивних горизонтів на Миколаївській структурі пропонується пробурити незалежну пошукову свердловину № 1 глибиною 2450м, та розвідувальні свердловини №2 і №3 глибиною 2460 м та 2470 м відповідно.

Для обґрунтування економічної доцільності геологорозвідувальних робіт в розрахунках використані наступні дані (Таблиця 4.1).

Таблиця 4.1 - Вихідні дані буріння для визначення техніко-економічних показників

Показники	Проектні дані		
Площа	Миколаївська площа		
Мета буріння	Пошук	Розвідка	
Проектна глибина, м	2450	2460	2470
Вид буріння	Вертикальний		
Спосіб буріння	роторний		
Тип верстату	БУ- 2500 ДГУ		
Вид енергії	ДВЗ		
Кількість	1	1	1
Кількість об'єктів випробування			
- у процесі буріння	8	8	8
в експлуатаційній колоні	8	8	8
Конструкція свердловин, мм х м			
Кондуктор	426 х 150	426 х 150	426 х 150
I технічна колона	324 х 275	324 х 275	324 х 275
II технічна колона	245 х 1300	245 х 1300	245 х 1300
Експлуатаційна колона	168 х 1200	<u>168 х 1200</u>	<u>168 х 1200</u>
	140	140 2460	140 2470

Запланований приріст ресурсів: вільного газу	225млн м3
млн м3 нафти, тис.т	285тис.т

Для обґрунтування швидкості буріння і загальних витрат часу на буріння свердловин, що проектуються, за базову приймалися Мигринські свердловини №1 та № 2, з аналогічними умовами буріння (Таблиця 4.2).

Таблиця 4.2 - Фактичні дані по бурінню свердловин

Свердловина	Глибина, м	Верстато місяці	Швидкість буріння, м/верст.	Рік закінчення
Миколаївська 1	2370	4,6	511	2007
Миколаївська 2	2500	5,2	481	2008

Для подальших розрахунків за комерційну швидкість буріння приймаємо середню швидкість - 496м/верст. міс.

Звідси, тривалість буріння свердловин становитиме: $2450 \text{ м} : 496 \text{ м/верст. міс.} = 4,9 \text{ верст. міс.};$

2460м – 5,0 верст.міс.; 2470м – 5,0 верст.міс.;

Таким чином, на Миколаївській площі час буріння незалежної пошукової свердловини складе 4,9 верст.міс., залежних розвідувальних свердловин –10 верст.міс.

Сумарна тривалість проектних робіт на Миколаївській площі складе 14,9 верст.міс.

Таблиця 4.3 - Зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва незалежної пошукової свердловини глибиною 1700м

Статті витрат	Витрати,
Розділ 1. Підготовчі роботи до будівництва	3590,0
Розділ 2. Будівництво і демонтаж вишки, привишkových споруд, монтаж і демонтаж бурового обладнання	2010,0
- будівництво, монтаж;	1570,0
- демонтаж	440,0
Розділ 3. Буріння та кріплення свердловини	13990,0
Розділ 4. Випробування свердловини на	3140,0
Розділ 5. Промислово - геофізичні роботи	1918,6
Розділ 6. Додаткові витрати при будівництві свердловини у зимовий час	125,5
Розділ 7. Накладні витрати на підсумок прямих витрат по розд. 1-6 без буровибухових робіт (10%)	2477,4
Розділ 8. Інші роботи і витрати	1675,2
Розділ 9. Авторський нагляд (0,2%)	57,8
Розділ 10. Проектні та вишукувальні роботи	109,5
Непередбачені витрати (5%)	1449,2
Відрахування на утримання воєнізованої частини (0,7% від розд. 1-7)	190,7
Податки та збори (0,1% від розд. 1-7)	27,3
Витрати по охороні навколишнього середовища	290,0
Вартість водяної свердловини	126,8
Транспортування вахт залізн.	270,0
Сейсмічні роботи	163,5
Разом по зведеному кошторисному розрахунку	31611,5

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

На Миколаївській (східне склепіння) площі, згідно проведених розрахунків, запаси газу оцінюються у 225 млн.м³, нафти у 285тис. т .

Проходка по незалежної розвідувальної свердловини складе: 2450м.

Капітальні вкладення на буріння незалежної розвідувальної свердловини складуть –31611,5 тис.грн.

Геологічна ефективність буріння на На Нижньо-Мінченюкській (східне склепіння) площі у вигляді приросту запасів газу та нафти на 1м буріння буде:

$$225\text{млн.м}^3 : 2450 \text{ м} = 91,8 \text{ тис.м}^3/\text{м}$$

$$285000 \text{ т} : 2450 \text{ м} = 116,3\text{т}$$

Для розрахунку приросту запасів на 1 грн. витрат, перерахуємо запаси у умовні одиниці:

$$225\text{млн.м}^3 \text{ газу} = 225\text{тис. т умовного палева.}$$

Загальний видобувний запас умовного палева буде – 510тис. т Приріст запасів на 1 грн. витрат буде :

$$510 \text{ тис. т} : 31611,5\text{тис. грн.} = 0,02\text{т/грн}$$

Вартість підготовки однієї тонни умовного палева складе: 31611,5тис.грн. : 510000 т = 62,0 грн/т

Прибуток від впровадження прирощених ресурсів визначається згідно «Методичних положень виначення прибутку від впровадження науково-технічних заходів та об'єктів промислової властивості у видобуванні газу» (Київ, 2000р).

Таблиця 4.4 - Вихідні дані для розрахунку прибутку

Економічні показники	Станом
Собівартість видобутку газу по ГПУ "Шебелинкагазвидобування", грн/тис. м ³	122,34
Аукціонна ціна на газ, грн/тис. м ³ (без ренти, та ПДВ)	2948,1

Амортизація свердловин по підприємству, газ, тис.грн	142891,6
Обсяг товарної продукції по підприємству, газ, тис.м ³	8192393,219
Собівартість видобутку нафти по ГПУ " Шебелинкагазвидобування ", грн/т	1690,86
Оптова ціна на нафту, грн/т (без ренти, та ПДВ)	3172,44
Амортизація свердловин по підприємству, нафта,	8040,4
Обсяг товарної продукції по підприємству, нафта,	33,048

Згідно з зазначеними показниками річний прибуток від освоєння запасів нафти на Миколаївській площі складе:

$$П = (3172,44 - 2187,00) \times 285000 \times 0,3 \times 0,05 = 4213 \text{ тис.грн}$$

Річний прибуток від освоєння запасів газу складе:

$$П = (2948,1 - 122,34) \times 225000 \times 0,85 \times 0,03 = 16213 \text{ тис.грн}$$

Загальний щорічний прибуток на Миколаївській площі складе – 20426 тис.грн.

4.3 Висновки до розділу 4

1. На Миколаївській площі час буріння незалежної пошукової свердловини складе 4,9 верст.міс., залежних розвідувальних свердловин –10 верст.міс. Сумарна тривалість проектних робіт на Миколаївській площі складе 14,9 верст.міс.

2. На Миколаївській (східне склепіння) площі, згідно проведених розрахунків, запаси газу оцінюються у 225 млн.м³, нафти у 285 тис. т . Проходка по незалежній розвідувальній свердловини складе: 2450 м. Капітальні вкладення на буріння незалежної розвідувальній свердловини складуть –31611,5 тис.грн.

3. Згідно з зазначеними показниками річний прибуток від освоєння запасів нафти на Миколаївській площі складає 4213 тис.грн а річний прибуток від освоєння запасів газу складає 16213 тис.грн. Загальний щорічний прибуток на Миколаївській площі складе – 20426 тис.грн.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Усі геологорозвідувальні роботи (ГРР) в Україні повинні виконуватися з дотриманням суворих норм та правил з охорони праці. Ці правила чітко регламентуються державними органами та спрямовані на забезпечення безпечних умов праці для персоналу, а також на запобігання нещасним випадкам та шкоді довкіллю.

Розробка проектної документації: ГРР повинні здійснюватися за затвердженими проектами, розробленими спеціалізованими організаціями. Підприємства, що виконують ГРР, зобов'язані зареєструватися в територіальних органах Держпраці та отримати відповідні дозволи перед початком робіт.

Нові об'єкти ГРР, а також об'єкти після капітального ремонту або реконструкції, допускаються до експлуатації лише після прийняття комісією, до складу якої входять представники підприємства, профспілки та Держпраці.

Самохідні та пересувні ГРР установки, змонтовані на транспортних засобах, приймаються в експлуатацію після оформлення акту комісією підприємства. Це робиться перед початком польових робіт, після капітального ремонту або реконсервації, але не рідше одного разу на рік.

Атестація робочих місць на відповідність умовам праці проводиться один раз на 5 років, а також у випадку зміни умов праці.

Усі об'єкти ГРР, розташовані поза населеними пунктами на відстані 5 км і більше від пунктів телефонного зв'язку, необхідно забезпечити цілодобовим телефонним чи радіозв'язком з базою партії або експедиції. Для цього використовуються мобільні телефони, де є стійкий мобільний зв'язок. При відсутності мобільного зв'язку потрібно передбачити радіостанції, встановити режим зв'язку або прокласти телефонну лінію.

Керівники підприємств зобов'язані забезпечити всі об'єкти робіт відповідними інструкціями з охорони праці, а також попереджувальними знаками та знаками безпеки.

Всіх працівників необхідно забезпечити спеціальним одягом, взуттям та іншими засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) відповідно до норм і умов праці.

Керівні працівники та фахівці геологічних підприємств під час відвідування виробничих об'єктів зобов'язані перевіряти виконання вимог посадових інструкцій з охорони праці, стан охорони праці та вживати заходів щодо усунення порушень. Результати перевірок слід заносити до "Журналу перевірки стану охорони праці".

Кожен працівник, помітивши небезпеку, повинен вжити заходів для її усунення і негайно повідомити керівнику або особі технічного нагляду.

Керівник робіт або особа технічного нагляду зобов'язані вжити заходів щодо усунення небезпеки. У разі неможливості попередити небезпеку – припинити роботи, вивести працюючих у безпечне місце і повідомити старшу посадову особу.

У разі виконання завдання групою у складі двох і більше осіб одного з них необхідно призначити старшим, відповідальним за безпечне ведення робіт.

Особа, яка приймає зміну, до початку робіт повинна вжити заходів по усуненню наявних недоліків.

Підприємство зобов'язане забезпечити проведення первинного (при вступі на роботу) та періодичних медичних оглядів працівників з урахуванням профілю і умов їх роботи відповідно до порядку, встановленого МОЗ України.

5.2 Розробка заходів з охорони праці

5.2.1 Заходи з техніки безпеки

Заходи безпеки на бурових майданчиках

На бурових майданчиках застосовуються комплексні заходи безпеки, спрямовані на захист працівників, навколишнього середовища та запобігання нещасним випадкам. Ці заходи включають:

1. Персонал:

– Допуск на буровий майданчик дозволений лише сертифікованому та кваліфікованому персоналу.

– Усі працівники повинні пройти навчання з безпечних методів роботи та знати всі протоколи безпеки.

– Використання належних засобів індивідуального захисту (ЗІЗ) є обов'язковим для всіх працівників на майданчику.

2. Обладнання:

– Регулярне технічне обслуговування та перевірка бурових установок, інструментів та обладнання для виявлення та усунення потенційних ризиків.

– Застосування сучасних технологій та обладнання, що відповідають стандартам безпеки.

– Проведення регулярних інструктажів та тренувань персоналу з експлуатації та обслуговування обладнання.

3. Оцінка ризиків:

– Розробка та впровадження комплексних процесів оцінки ризиків для ідентифікації та оцінки ризиків, пов'язаних з діяльністю на буровому майданчику.

– Оцінка ризиків повинна враховувати всі потенційні небезпеки, такі як:

– Погодні умови

– Робота на висоті

– Пожежа

– Розлив небезпечних матеріалів

– Вжиття відповідних заходів безпеки для мінімізації ризиків, визначених в ході оцінки.

4. Додаткові заходи:

– Створення культури безпеки на робочому місці, де працівники відчують себе вільними повідомляти про будь-які небезпеки чи порушення.

– Забезпечення чіткої та прозорої системи комунікації для інформування персоналу про всі питання, пов'язані з безпекою.

– Проведення регулярних інспектувань та аудитів для перевірки дотримання правил безпеки.

– Розробка та впровадження планів реагування на надзвичайні ситуації для мінімізації наслідків будь-яких непередбачуваних подій.

Дотримання цих заходів безпеки на бурових майданчиках є ключовим фактором для забезпечення безпечного робочого процесу.

5.2.2 Заходи з виробничої санітарії

Працівники, які виконують роботи зі шкідливими, небезпечними, пов'язаними із забрудненням або в несприятливих температурних умовах, залежно від умов праці та технології виробництва, повинні бути забезпечені відповідними засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) згідно з НПАОП 0.00-4.01-08.

Види ЗІЗ: Спеціальний одяг, спеціальне взуття (з профільованою підошвою, стійкою до бензину та мастил), респіратори, протигази, запобіжні пояси, електрозахисні засоби, каски та інші ЗІЗ.

Роботодавець зобов'язаний провести навчання та перевірку знань працівників з правил користування та перевірки придатності ЗІЗ, а також тренування з їх використання, особливо для таких ЗІЗ, як респіратори, протигази, запобіжні пояси, електрозахисні засоби, каски.

Роботодавець зобов'язаний забезпечити регулярне, відповідно до встановлених строків, випробування та перевірку придатності ЗІЗ (респіраторів,

протигазів, запобіжних поясів, електрозахисних засобів, касок), а також своєчасну заміну фільтрів, скляних деталей та інших частин, захисні властивості яких погіршилися. Після перевірки ЗІЗ потрібно зробити відмітку (клеймо, штамп) про термін наступного випробування.

Потреба в санітарно-побутових приміщеннях визначається згідно з ДБН В.2.2-28-2010, виходячи з кількості працюючих у найбільш чисельну зміну:

- Чотири душові сітки.
- Окремі гардероби з одним відділенням.
- Приміщення для обігрівання.

5.2.3 Пожежна безпека

Вимоги пожежної безпеки на Миколаївській площі:

1. Нормативні акти:

- При спорудженні свердловин необхідно дотримуватися вимог таких нормативно-правових актів з пожежної безпеки:

- НАПБ А.01.001-14 "Правила пожежної безпеки в Україні"
- НАПБ А.01.002-2004 "Правила будови та експлуатації об'єктів з технологічними установками, що працюють на горючих газах"
- НПАОП 11.1-1.01-08 "Інструкція з експлуатації та утримання вогнегасників"
- Та інших чинних нормативних документів з пожежної безпеки (див. табл. 15.3).

2. Відповідність пожежним нормам. Усі споруди на майданчику бурової повинні відповідати пожежним нормам і відповідно експлуатуватися згідно з діючими нормативними документами. Відповідальність за дотримання пожежної безпеки на об'єкті покладається на керівника робіт.

3. Газонебезпечні і пожежонебезпечні місця повинні бути нанесені на плани виробничих майданчиків, а перелік цих місць повинен бути затверджений керівництвом компанії.

Для цих місць повинні бути розроблені та затверджені інструкції з пожежної безпеки.

4. На майданчику бурової необхідно передбачити систему водопроводів для водозабезпечення пожежегасіння.

Під'їзні шляхи повинні бути влаштовані згідно зі схемою розміщення обладнання на майданчику свердловини № 72 Семиренківського ГКР.

Всі під'їзні шляхи повинні бути вільні для проїзду пожежних машин.

5. Тверде покриття. Основні дороги, проїзди, проходи повинні мати тверде покриття.

Влаштовуючи проїзди для пожежних автомобілів до будівель, споруд і вододжерел по ґрунту, їх треба укріпити шлаком, гравієм або іншими місцевими матеріалами для забезпечення можливості під'їзду будь-якої пори року.

6. Паління дозволено лише в спеціально відведених місцях.

Ці місця повинні бути обладнані урнами і ємностями з водою, а також написами «Місце для паління», відповідно до 4.33 розділу 1 НПАОП 11.1-1.01-08.

7. Розміщення будівель. Інвентарні будівлі мобільного типу (будинки-вагончики) слід розміщувати окремо одне від одного або парами в торець один до одного.

Відстань між будівлями повинна відповідати вимогам ДБН В.2.6-142-2008 "Житлові будинки та будівлі громадського призначення. Будівлі та споруди транспортного обслуговування. Зовнішнє транспортне благоустроювання".

8. Вогнегасники. Виробничі, складські, лабораторні, побутові приміщення та споруди повинні бути оснащені переносними або пересувними вогнегасниками, які відповідають вимогам ДСТУ 3675-98 і ДСТУ 3734-98.

5.4 Висновки до розділу 5

1. Умови праці на бурових роботах залежать від місця роботи. Так, польові роботи проводяться на відкритому повітрі, де працівники стикаються з значними

коливаннями температури та вологості, можливою присутністю комах і тварин, які можуть бути небезпечними та передавати людині різні види інфекцій.

2. Особливості роботи в польових умовах:

- Забезпечення працівників одягом, що відповідає погодним умовам, наявність укриттів від спеки та холоду.

- Використання водонепроникного одягу та взуття, регулярне просушування спецодягу.

- Застосування репелентів, використання захисних сіток на вікнах та дверях.

3. Для забезпечення безпеки працівників на бурових майданчиках необхідно дотримуватися таких заходів пожежної безпеки:

- Заборона паління.

- Обов'язковим є встановлення та підтримка в робочому стані систем пожежної безпеки.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

У роботі виділяю прикладну перспективність середньокам'яновугільних відкладів Північного Донбасу.

1. Встановлено, що розріз Миколаївської площі розкритий лише до відкладів нижньовізейського під'ярусу, а саме горизонтів від М-3, М-4, М-5, М-6, М-7, та можливих продуктивних горизонтів Б-7, Б-8, Б-9 середньокам'яновугільного віку та представлені вони наступним чином: вапняками, вапняками з прослойкою пісковика, а також пісковиками з прослоями вапняків.

2. В єдиній за даними випробування продуктивній свердловині 2 об'єкт випробуваний в інтервалі 3636-3735 м (фільтр), 3735-3800 м (відкритий стовбур). При дослідженнях на штуцері діаметром 6 мм отриманий приплив газу дебітом 61,4 тис. м³/д та конденсату дебітом 11,5 м³/д при депресії 19,05 МПа. Також, об'єкт досліджувався як нафтовий, при цьому на режимі 6 мм штуцера при депресії 17,65 МПа дебіт газу склав 20,6 тис. м³/д., нафти – 5 м³/д. планова комерційна швидкість буріння свердловин на Миколаївській площа складає 511 і 481 м/верст. міс. Проходка по незалежної розвідувальної свердловини складе: 2450 м.

3. Після повного освоєння свердловини отримано приплив пластової води дебітом 2.4 м³/добу при середньодинамічному рівні 1703 м з слідами нафти

4. На Львівській площі у св. 1 при випробуванні інтервалу 2135-2213 м ВП на трубах одержано приплив рідини дебітом 302,4 м³/добу. Отже, перспективність нижньокам'яновугільних відкладів доведена.

5. Умови праці на бурових роботах залежать від місця роботи. Так, польові роботи проводяться на відкритому повітрі, де працівники стикаються з значними коливаннями температури та вологості, можливою присутністю комах і тварин, які можуть бути небезпечними та передавати людині різні види інфекцій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гайко Г.І, Білецький В. С. Нарис історії гірництва в Україні. К.: ТОВ Видавничий дім «Києво-Могилянська академія». 2022. — 194 с.
2. Геофізичні дослідження та робота у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги, м.Київ, «Наукова думка»,1989р.
3. ГСТУ 41-00032626-00-007-97 Охорона довкілля / Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт. К.: Міністерство екології та природних ресурсів. – 1997.
4. Державний баланс запасів корисних копалин України (природний газ, конденсат, нафта). Київ 2004 р.
5. ДБН А.2.2.2 – 1 – 2003.Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. Київ, 2004.
6. Доповнення до «Геологічного проекту пошуково-розвідувальних робіт на Семиренківській площі» (Обґрунтування закладання розвідувальної свердловини № 7) / ЗАТ «Нафтогазвидобування», ТОВ «НВП «Імпульс-С», Полтава, 2005 – 14 с.
7. Довідник з нафтогазової справи / За загальною редакцією докторів техн. наук В.С. Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С. Яремійчука.1996,620 с.
8. Звіт «Геолого-економічна оцінка Семиренківського газоконденсатного родовища у Полтавській області станом на 01.12.2003 р.»/ ДП «Полтава РГП», Ковальчук В.Н. та інші, Полтава, 2004. 8. Закон України «Про охорону праці».